Н. Л. СТАСКЕВИЧ

СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ

ГОСТОПТЕХИЗДАТ
1960

динамич. вязкость.

газ $1{,}06 \cdot 10^{-6} \frac{кгс \cdot сек}{м^2}$.

пар – $1{,}6 \cdot 10^{-6} \frac{кгс \cdot сек}{м^2}$.

2

Н. Л. СТАСКЕВИЧ

СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
Ленинград · 1960

28—4 (5)—5

В книге рассматривается широкий круг вопросов по распределению и использованию различных видов горючих газов, освещаются важнейшие физико-химические понятия, характеристики природных и искусственных горючих газов, вредные и балластные примеси в газах, нормы расхода и режимы потребления газов, устройство городских газопроводов, материалы и арматура, сварка и защита газопроводов от коррозии, устройство газорегулировочных пунктов и газораспределительных станций.

Справочное руководство содержит количественные характеристики горения и сжигания горючих газов, описание газовых горелок, их расчеты, а также методы переоборудования на газовое топливо котлов, печей и других установок.

Книга предназначена для проектировщиков, строителей и эксплуатационников городских газовых хозяйств, а также для теплотехников и энергетиков промышленных предприятий, пользующихся газом. Она может служить и справочным пособием для студентов вузов и техникумов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Семилетним планом развития народного хозяйства СССР предусматривается грандиозное развитие газовой промышленности и увеличение добычи горючих газов с 30 млрд. *м*³ в 1958 г. до 150 млрд. *м*³ в 1965 г. В результате этого доля газа и нефти в общем объеме производства топлива возрастет с 31 до 51% в 1965 г., а доля каменного угля снизится с 60 до 43%.

Еще большие изменения произойдут в структуре топливного баланса по энергетическому топливу. Если в настоящее время в этом балансе уголь составляет около 73%, нефть — 11% и газ около 3%, то в 1965 г. доля угля снизится до 49%, а доля газа возрастет до 25% и нефти до 18%.

Для передачи газа городам и населенным пунктам построено и введено в эксплуатацию около 15 тыс. *км* магистральных газопроводов. За годы семилетки намечается дополнительно построить свыше сорока дальних газопроводов с общей их протяженностью около 26 тыс. *км*.

Важнейшей задачей развития газовой промышленности является широкое газоснабжение городов и населенных пунктов страны. Уже в настоящее время горючим газом пользуется свыше 200 городов и крупных населенных пунктов с числом жителей около 40 млн.

К концу семилетки газом будут пользоваться почти все крупные города, расположенные в Европейской части СССР, на Урале и в Средней Азии, а также ряд городов в Сибири.

Плотно населенные и промышленные районы Москвы, Ленинграда, Харькова, Киева, Донбасса, Кавказа, Поволжья и другие станут районами почти сплошного газоснабжения.

Грандиозные задачи газоснабжения городов и многих тысяч находящихся в них предприятий потребовали привлечения к работам по газоснабжению большого числа инженерно-технических работников, ранее работавших в других отраслях техники.

Цель настоящей книги заключается в создании для указанных работников систематизированного справочного пособия, которое может оказать помощь в успешном решении вопросов рационального и безопасного распределения и использования горючих газов.

В книге использованы материалы ведущих проектных, строительно-монтажных, эксплуатационных, научных и директивных организаций: Главгаза МКХ РСФСР, Мосгазпроекта, Ленгипроинжпроекта, Мосpод-

земпроекта, Укргипрокоммунэнерго, Укргипрогаза, Мосгаза, Ленгаза, института использования газа АН УССР, Академии Коммунального хозяйства им. Памфилова и др., а также экспериментальные и расчетные исследования, проводившиеся автором или под его руководством.

Автор считает необходимым выразить признательность всем организациям и отдельным лицам, оказавшим содействие в сборе материала и особенно инж. Я. С. Глозштейну, подготовившему для книги параграф 1 в главе XVI, и инж. С. А. Курюкину и Н. И. Румянцевой, составившим ряд оригинальных рисунков. Так как настоящая книга является первой попыткой обобщения и систематизации огромного материала по технике распределения и использования горючих газов, автор с благодарностью примет все полезные критические замечания и пожелания читателей.

Глава первая

МЕРЫ И ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Наиболее распространенными системами единиц измерения являются системы: CGS, МКС, МТС и МкГС.

Основные единицы в системе CGS (це-же-эс): единица длины — сантиметр (*см*), единица массы — грамм (*г*) и единица времени — секунда (сек.).

В системе МКС: единица длины — метр (*м*), единица массы — килограмм (*кг*) и единица времени — секунда (сек.).

В системе МТС: единица длины — метр (*м*), единица массы — тонна (*т*) и единица времени — секунда (сек.).

Системы CGS, МКС и МТС называются системами абсолютных единиц. Основные единицы в этих системах отличаются масштабом единиц, т. е. в одной системе единиц величина основной единицы будет больше или меньше величины однородных единиц других систем. Размерности производных единиц в этих системах также одинаковые.

Основными единицами измерения в системе МкГС являются: единица длины — метр (*м*), единица силы — килограмм (*кГ*) и единица времени — секунда (сек.).

Система МкГС наиболее удобна для технических расчетов, и поэтому она получила наибольшее распространение.

За единицу длины метр по постановлению метрической международной комиссии 1872 г. принята длина платинового эталона, хранящегося в архиве Франции.

Сантиметр и другие меры длины метрической системы являются производными величинами основной меры длины — метра.

Масса как физическая величина представляет собой меру количества материи или меру инертности тела. При построении метрической системы мер в качестве теоретической единицы массы была принята масса в один килограмм, равная массе одного кубического дециметра чистой воды при температуре 4° С.

Единицы массы — грамм, тонна и другие — являются производными величинами от килограмма.

В приведенных системах единиц измерения время измеряется в секундах. Секундой называется интервал времени, равный $\frac{1}{86\,400}$ части средних солнечных суток.

Сила — это физическая величина, действие которой на тела обнаруживается по изменению скорости движения, направления движения или по производимому давлению.

Таблица 1.1

Физические величины и единицы измерения

Название физических величин	Условное обозначение	Формулы зависимости	CGS			MKC			MTC		
			Размерность	Обозначение	Название	Размерность	Обозначение	Название	Размерность	Обозначение	Название
Длина	l	—	*см*	*см*	сантиметр	*м*	*м*	метр	*м*	*м*	метр
Масса	m	—	*г*	*г*	грамм	*кг*	*кг*	килограмм	*т*	*т*	тонна
Время	t	—	сек.	сек.	секунда	сек.	сек.	секунда	сек.	сек.	секунда
Площадь	S	$S = l^2$	*см*^{2}	—	—	*м*^{2}	—	—	*м*^{2}	—	—
Объем	V	$V = l^3$	*см*^{3}	—	—	*м*^{3}	—	—	*м*^{3}	—	—
Скорость линейная	v	$v = \frac{l}{t}$	*см · сек*$^{-1}$	—	—	*м · сек*$^{-1}$	—	—	*м · сек*$^{-1}$	—	—
Скорость угловая	ω	$\omega = \frac{\varphi}{t}$	*сек*$^{-1}$	—	—	*сек*$^{-1}$	—	—	*сек*$^{-1}$	—	—
Ускорение линейное	a	$a = \frac{v}{t}$	*см · сек*$^{-2}$	—	—	*м · сек*$^{-2}$	—	—	*м · сек*$^{-2}$	—	—
Ускорение угловое	ε	$\varepsilon = \frac{\omega}{t}$	*сек*$^{-2}$	—	—	*сек*$^{-2}$	—	—	*сек*$^{-2}$	—	—
Сила	F	$F = ma$	*см · г · сек*$^{-2}$	*дн*	дина	*м · кг · сек*$^{-2}$	*н*	ньютон	*м · т · сек*$^{-2}$	*сн*	стен
Вес	G	$G = mg$	*см · г · сек*$^{-2}$	*дн*	дина	*м · кг · сек*$^{-2}$	*н*	ньютон	*м · т · сек*$^{-2}$	*сн*	стен
Удельный вес	γ	$\gamma = \frac{G}{V}$	*см*$^{-2}$ *· г · сек*$^{-2}$	—	—	*м*$^{-2}$ *· кг · сек*$^{-2}$	—	—	*м*$^{-2}$ *· т · сек*$^{-2}$	—	—
Плотность	ϱ	$\varrho = \frac{m}{V}$	*см*$^{-3}$ *· г*	—	—	*м*$^{-3}$ *· кг*	—	—	*м*$^{-3}$ *· т*	—	—
Количество движения	i	$i = mv$	*см · г · сек*$^{-1}$	—	—	*м · кг · сек*$^{-1}$	—	—	*м · т · сек*$^{-1}$	—	—
Давление	P	$P = \frac{F}{S}$	*см*$^{-1}$ *· г · сек*$^{-2}$	*б*	бар	*м*$^{-1}$ *· кг · сек*$^{-2}$	—	—	*м*$^{-1}$ *· т · сек*$^{-2}$	—	пьеза
Работа	A	$A = Fl \cos \alpha$	*см*^{2} *· г · сек*$^{-2}$	*эрг*	эрг	*м*^{2} *· кг · сек*$^{-2}$	*дж*	джоуль	*м*^{2} *· т · сек*$^{-2}$	*кдж*	килоджоуль
Энергия	E	$E = \frac{mv^2}{2}$	*см*^{2} *· г · сек*$^{-2}$	*эрг*	эрг	*м*^{2} *· кг · сек*$^{-2}$	*дж*	джоуль	*м*^{2} *· т · сек*$^{-2}$	*кдж*	килоджоуль
Мощность	N	$N = \frac{A}{t}$	*см*^{2} *· г · сек*$^{-3}$	—	—	*м*^{2} *· кг · сек*$^{-3}$	*вт*	ватт	*м*^{2} *· т · сек*$^{-3}$	*квт*	киловатт

Таблица 1.2

Физические величины и единицы измерения в системе единиц МкГС

Название физических величин	Условные обозначения	Формулы зависимости	Размерность единицы	Обозначение	Название
Длина	l	—	*м*	*м*	метр
Сила (вес)	F	—	*кГ*	*кГ*	килограмм
Время	t	—	сек.	сек.	секунда
Площадь	S	$S = l^2$	$м^2$	—	—
Объем	V	$V = l^3$	$м^3$	—	—
Скорость линейная	v	$v = \frac{l}{t}$	$м \cdot сек^{-1}$	—	—
Скорость угловая	ω	$\omega = \frac{\varphi}{t}$	$сек^{-1}$	—	—
Ускорение линейное	a	$a = \frac{v}{t}$	$м \cdot сек^{-2}$	—	—
Ускорение угловое	ε	$\varepsilon = \frac{\omega}{t}$	$сек^{-2}$	—	—
Масса	m	$m = \frac{F}{a}$	$м^{-1} \cdot кГ \cdot сек^2$	—	—
Плотность	ϱ	$\varrho = \frac{m}{V}$	$м^{-4} \cdot кГсек^2$	—	—
Удельный вес	γ	$\gamma = \frac{G}{V}$	$м^{-3} \cdot кГ$	—	—
Количество движения	i	$i = mv$	$кГ \cdot сек$	—	—
Давление	P	$P = \frac{F}{S}$	$м^{-2} \cdot кГ$	—	—
Работа	A	$A = F \cdot l \cos \alpha$	$м \cdot кГ$	—	килограммометр
Энергия	E	$E = \frac{mv^2}{2}$	$м \cdot кГ$	—	килограммометр
Мощность	N	$N = \frac{A}{t}$	$м \cdot кГ \cdot сек^{-1}$	—	—

По закону Ньютона зависимость между силой, массой и ускорением выражается формулой

$$F = ma,$$

где F — сила;
m — масса;
a — линейное ускорение.

За единицу силы в системе CGS принимается сила, которая массе в 1 *г* сообщает ускорение 1 $см/сек^2$. Эта единица силы называется диной (*дн*).

В системе МКС за единицу силы принимается ньютон (*н*), т. е. сила, которая массе в 1 *кг* сообщает ускорение 1 $м/сек^2$.

В системе МТС за единицу силы принимается стен (*сн*), т. е. сила, которая массе в 1 *т* сообщает ускорение 1 $м/сек^2$.

В системе МкГС единицей силы является килограмм (*кГ*). Это сила, с которой тело, имеющее массу в 1 *кг*, давит вследствие силы притяжения земли на опору.

Таблица 1.8

Соотношения между единицами измерения

Единицы массы	$г$	$кг$	$т$	$\frac{кГ \cdot сек^2}{м}$
1 $г$	1	10^{-3}	10^{-6}	$0{,}10197 \cdot 10^{-3}$
1 $кг$	10^3	1	10^{-3}	0,10197
1 $т$	10^6	10^3	1	101,97
1 $\frac{кГ \cdot сек^2}{м}$ (инерта)	9806,7	9,8067	$9{,}8067 \cdot 10^{-3}$	1

Единицы силы	$дн$	$\frac{кгм}{сек^2}$	$сн$	$кГ$	$Г$
1 $\frac{г \cdot см}{сек^2}$ (дина)	1	10^{-5}	10^{-8}	$1{,}0197 \cdot 10^{-6}$	$1{,}0197 \cdot 10^{-3}$
1 $\frac{кг \cdot м}{сек^2}$ (ньютон)	10^5	1	10^{-3}	0,10197	101,97
1 $\frac{т \cdot м}{сек^2}$ (стен)	10^8	10^3	1	101,97	101970
1 $кГ$	980670	9,8067	$0{,}98067 \cdot 10^{-2}$	1	10^3
1 $Г$	980,670	$9{,}8067 \cdot 10^{-3}$	$0{,}98067 \cdot 10^{-5}$	10^{-3}	1

Единицы давления	*бар*	*пз*	$\frac{кГ}{см^2}$	*атм*	*мм* рт. ст.	*мм* вод. ст.	$\frac{кг}{м \cdot сек^2}$	$\frac{кГ}{м^2}$
1 *бар* $= \frac{дн}{см^2}$	1	10^{-4}	$1{,}02 \cdot 10^{-6}$	$0{,}9869 \cdot 10^{-6}$	$7{,}5 \cdot 10^{-4}$	0,0102	0,1	0,0102
1 *пьеза* $= \frac{сн}{м^2}$	10^4	1	$1{,}02 \cdot 10^{-2}$	0,009869	7,5	101,97	10^{-3}	101,97
1 *кГ/см*² (техническая атмосфера)	980670	98,067	1	0,96785	735,56	10^4	98067	10^4
1 *атм* (физическая атмосфера)	1013246	101,3246	1,033223	1	760	10332	10^5	10332
1 *мм* рт. ст.	1333,2	0,13332	$1{,}359 \cdot 10^{-3}$	$1{,}3158 \cdot 10^{-3}$	1	13,5951	131,58	13,5951
1 *мм* вод. ст.	98,067	$98{,}06 \cdot 10^{-4}$	10^{-4}	$0{,}968 \cdot 10^{-4}$	0,0736	1	9,68	1
$\frac{1\ кг}{м \cdot сек^2}$	10	10^3	$1{,}0197 \cdot 10^{-5}$	10^{-5}	0,00760	0,102	1	0,10197
$\frac{1\ кГ}{м^2}$	98,067	$98{,}06 \cdot 10^{-4}$	10^{-4}	$0{,}968 \cdot 10^{-4}$	0,0736	1	9,8067	1

Таблица 1.4

Обозначения кратных и дольных значений единицы

Приставки к основной единице	Отношение к основной единице	Сокращенные обозначения		Приставки к основной единице	Отношение к основной единице	Сокращенные обозначения	
		русские	международные			русские	международные
Пико . . .	10^{-12}	*п*	p	Дека . . .	10	*да*	da
Нано . . .	10^{-9}	*н*	n	Гекто . .	10^{2}	*г*	h
Микро . .	10^{-6}	*мк*	μ	Кило . . .	10^{3}	*к*	K
Милли . .	10^{-3}	*м*	m	Мега . . .	10^{6}	*М*	M
Санти . . .	10^{-2}	*с*	c	Гига . . .	10^{9}	*Г*	G
Деци . . .	10^{-1}	*д*	d	Тера . . .	10^{12}	*Т*	T

Килограмм может быть единицей массы (*кг*) и единицей силы (*кГ*).

Весом тела называется сила, с которой оно под действием силы притяжения земли давит на опору. Вес тела является частным видом силы и подчиняется закону

$$G = mg,$$

где G — вес тела в пустоте;

m — масса тела;

g — ускорение силы тяжести.

В системе CGS за единицу работы принимается эрг, т. е. работа, которая производится силой в одну дину при перемещении точки ее приложения на 1 *см* по направлению этой силы.

В системе МкГС за единицу работы принимается килограммометр, представляющий работу, производимую силой в 1 *кГ* при перемещении точки ее приложения на 1 *м* по направлению действия этой силы.

За единицу давления в системе CGS принимается бар. Это давление, которое испытывает плоская поверхность в 1 $см^2$ при воздействии силы в одну дину.

В системе МкГС за единицу давления принимается давление, которое испытывает плоская поверхность в 1 $м^2$ под действием равномерно распределенной силы (нагрузки) в 1 *кГ*. Эта единица давления носит название килограмм на квадратный метр и обозначается $кГ/м^2$.

Размерности физических величин в системах единиц CGS, МКС и МТС приведены в табл. 1.1, в системе единиц МкГС — в табл. 1.2, а соотношения между основными единицами — в табл. 1.3.

Обозначение кратных и дольных значений единицы, измерения, принятые в СССР, и переводные множители для английских и американских мер приведены в табл. 1.4—1.6.

Таблица 1. 5

Единицы измерений, принятые в СССР

Наименование единиц измерения	Сокращенные обозначения	
	русские	международные
Единицы длины		
Метр	*м*	m
Дециметр (0,1 *м*)	*дм*	dm
Сантиметр (0,01 *м*)	*см*	cm
Миллиметр (0,001 *м*)	*мм*	mm
Микрон (10^{-6} *м*)	*мк*	μ
Миллимикрон (10^{-9} *м*)	*ммк*	m μ
Ангстрем (10^{-10} *м*)	—	°A
Километр (1000 *м*)	*км*	km
Единицы площади (поверхности)		
Метр квадратный	*м*^{2}	m^2
Дециметр квадратный (10^{-2} *м*^{2})	*дм*^{2}	dm^2
Сантиметр » (10^{-4} *м*^{2})	*см*^{2}	cm^2
Миллиметр » (10^{-6} *м*^{2})	*мм*^{2}	mm^2
Ар » (10^3 *м*^{2})	*а*	a
Гектар (10^4 *м*^{2})	*га*	ha
Километр квадратный (10^6 *м*^{2})	*км*^{2}	km^2
Единицы объема		
Метр кубический	*м*^{3}	m^3
Дециметр кубический (10^{-3} *м*^{3})	*дм*^{3}	dm^3
Сантиметр кубический (10^{-6} *м*^{3})	*см*^{3}	cm^3
Миллиметр » (10^{-9} *м*^{3})	*мм*^{3}	mm^3
Километр » (10^9 *м*^{3})	*км*^{3}	km^3
Единицы вместимости		
Литр	*л*	l
Декалитр (10 *л*)	*дкл*	dkl
Гектолитр (10^2 *л*)	*гл*	hl
Килолитр (10^3 *л*)	*кл*	kl
Децилитр (10^{-1} *л*)	*дл*	dl
Сантилитр (10^{-2} *л*)	*сл*	cl
Миллилитр (10^{-3} *л*)	*мл*	ml
Единицы массы		
Грамм	*г*	g
Дециграмм (0,1 *г*)	*дг*	dg
Сантиграмм (0,01 *г*)	*сг*	cg
Миллиграмм (0,001 *г*)	*мг*	mg
Декаграмм (10 *г*)	*дкг*	dkg
Гектограмм (100 *г*)	*гг*	hg
Килограмм (1000 *г*)	*кг*	kg
Центнер (100 *кг*)	*ц*	q
Тонна (1000 *кг*)	*т*	t

Продолжение табл. 1. 5

Наименование единиц измерения	Сокращенные обозначения	
	русские	международные
Единицы силы		
Килограмм	*кГ*	kG
Грамм (0,001 *кГ*)	*Г*	G
Дина	*дн*	dn
Стен (10^8 *дн*)	*сн*	sn
Единицы времени		
Секунда	сек.	sec
Минута (60 сек.)	мин.	min
Час (3600 сек.)	час	h
Единицы работы		
Эрг (1 *дн* · 1 *см*)	*эрг*	e
Джоуль (10^7 *эрг* = $2{,}39 \cdot 10^{-4}$ *ккал*)	*дж*	J
Килоджоуль (10^3 *дж* = $2{,}39 \cdot 10^{-1}$ *ккал*)	*кдж*	kJ
Мегаджоуль (10^3 *кдж*)	*мгдж*	мJ
Ватт-час (3600 *вт-с*)	*вт-ч*	wh
Киловатт-час (1000 *вт-ч* = 859,8 *ккал*)	*квт-ч*	kwh
Мегаватт-час (1000 *квт-ч*)	*мгвт-ч*	мwh
Килокалория (4,182 *кдж* = 427 *кГм*)	*ккал*	kcal
Мегакалория (10^3 *ккал*)	*мгкал*	мcal
Мегакилокалория (10^6 *ккал*)	*мгккал*	мkcal
Калория (10^{-3} *ккал*)	*кал*	cal
Килограммометр ($2{,}34 \cdot 10^{-3}$ *ккал*)	*кГм*	kGm
Единицы мощности		
Эрг в секунду ($1{,}02 \cdot 10^{-8}$ *кГм/сек*)	*эрг/сек*	e/sec
Килограммометр в секунду ($9{,}81 \cdot 10^7$ *эрг/сек*)	*кГм/сек*	kGm/sec
Лошадиная сила (75 *кГм/сек* = 0,736 *квт*)	*л. с.*	Ps (HP)
Ватт или джоуль в секунду (0,001 *квт*)	*вт*	w
Киловатт или килоджоуль в секунду (102 *кГм/сек* = = 1,36 *л. с.*)	*квт*	kw
Мегаватт (1000 *квт*)	*мгвт*	мw
Гектоватт (100 *вт*)	*гвт*	hw
Единицы давления		
Бар $\left(\frac{дн}{см^2} = 0{,}0102\right.$ *мм* вод. ст.$\left.\right)$	*б*	b
Пьеза (10^4 *б* = 101,97 *мм* вод. ст.)	*пз*	pz
Гектопьеза (10^6 *б* = 100 *пз*)	*гпз*	hpz
Техническая атмосфера	*кГ/см²* или *ат*	at

Продолжение табл. 1. 5

Наименование единиц измерения	Сокращенные обозначения	
	русские	международные
Единицы давления		
Физическая атмосфера (1,0332 *ат*)	*атм*	atm
Миллиметр водяного столба (10^{-4} *кГ/см*^{2}) . . .	*мм* вод. ст.	mm H_2O
Миллиметр ртутного столба (0,00132 *атм*)	*мм* рт. ст.	mm Hg
Тепловые единицы		
Градус международной стоградусной шкалы . . .	°C или *град*	°C или grad
Градус по абсолютной шкале (°K = 273 + °C) . . .	°K	°K
Удельная теплоемкость	*ккал/кГ* °C	kcal/kG grad
Коэффициент теплопроводности	*ккал/м · час* °C	kcal/mh grad
Коэффициент теплопередачи	*ккал/м*^{2}*час* °C	kcal/m^{2}h grad
Коэффициент температуропроводности	*м*^{2}*/час*	m^2/h
Единицы вязкости		
Стокс (*см*^{2}*/сек*)	*ст*	st
Сантистокс (0,01 *ст*)	*сст*	cst
Пуаз (100 *сп*)	—	P
Градусы Энглера	°Э	
Электрические единицы		
Электрическое сопротивление		
Международный ом	*ом*	Ω
Мегом (10^6 *ом*)	*мгом*	M Ω
Микроом (10^{-6} *ом*)	*мком*	μΩ
Сила тока		
Международный ампер	*а*	A
Миллиампер (10^{-3} *а*)	*ма*	mA
Микроампер (10^{-6} *а*)	*мка*	μ A
Электрическое напряжение (электродвижущая сила)		
Международный вольт	*в*	v
Киловольт (10^3 *в*)	*кв*	kv
Милливольт (10^{-3} *в*)	*мв*	mv
Микровольт (10^{-6} *в*)	*мкв*	μ v
Электрическая мощность		
Международный ватт	*вт*	w
Киловатт (10^3 *вт*)	*квт*	kw
Гектоватт (10^2 *вт*)	*гвт*	hw
Количество электричества		
Международный кулон или ампер-секунда	*к*	c
Электрическая емкость		
Международная фарада	*ф*	F
Микрофарада (10^{-6} *ф*)	—	μ F
Индуктивность		
Международный генри	*гн*	H
Миллигенри	—	mH

Таблица 1.6

Переводные множители для английских и американских мер

Наименование мер	Обозначения мер	Метрические меры	n*	$1:n$
Американские меры				
Баррель для любой жидкости, исключая нефть	bbl	*л*	119,24	0,0084
Баррель для нефти	—	*л*	158,76	0,0063
Бушель для сыпучих тел	bu	*л*	35,238	0,0284
Галлон для жидкости	gal	*л*	3,785	0,2642
Кварта для сыпучих тел	qt	*л*	1,01	0,9901
Кварта для жидкости	—	*л*	0,946	1,0571
Пинта для сыпучих тел	pt	*л*	0,55	1,8181
Пинта для жидкости	—	*л*	0,473	2,1141
Английские меры				
Бушель для сыпучих тел и жидкости	bu	*л*	36,368	0,0275
Галлон » » » »	gal	*л*	4,546	0,2199
Кварта » » » »	qt	*л*	1,136	0,8802
Пинта » » » »	pt	*л*	0,568	1,7605
Общие меры				
Государственная миля	—	*км*	1,609	0,6215
Морская миля	—	*км*	1,853	0,5396
Дюйм	in	*мм*	25,4	0,0394
Дюйм квадратный	sgin	*см*^{2}	6,45	0,1550
Дюйм кубический	cbin	*см*^{3}	16,4	0,0609
Фут	ft	*м*	0,305	3,2786
Фут квадратный	sqft	*м*^{2}	0,0929	10,7642
Фут кубический	cbft	*м*^{3}	0,0283	35,3356
Ярд	yd	*м*	0,914	1,0941
Унция	oz	*Г*	28,35	0,0353
Фунт	lb	*кГ*	0,4536	2,205
Фунт на квадратный дюйм	psi	*кГ/см*^{2}	0,0703	14,2224
Центнер	cwt	*кГ*	50,8	0,0197
Британская единица тепла	BTU	*ккал*	0,252	3,9682
Единица тепла на квадратный фут, час, градус	BTU/sqfth°F	*ккал/м*^{2}*час* °C	4,88	0,205
Единица тепла на кубический фут	BTU/cbft	*ккал/м*^{3}	8,90	0,113
Единица тепла на фунт	BTU/lb	*ккал/кГ*	0,555	1,8018
Единица тепла на фут, час, градус	BTU/fth°F	*ккал/м*^{2}*час* °C	1,49	0,671
Лошадиная сила	HP	*л. с.*	1,0136	0,987

* n — число единиц метрической меры, соответствующее одной единице английской и американской мер.

Глава вторая

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ, ЗАКОНЫ, КОНСТАНТЫ И СООТНОШЕНИЯ

1. Строение вещества

Окружающие нас тела являются химически сложными веществами, состоящими из частиц-молекул. Молекула есть наименьшее самостоятельно существующее количество вещества, обладающее химическими свойствами, которые обнаруживает это же вещество в больших количествах. Молекулы любого вещества отделены друг от друга промежутками и находятся в непрерывном движении.

Размеры молекул чрезвычайно малы и составляют величину порядка $1 \cdot 10^{-8}$ *мм*.

Молекулы не являются неделимыми веществами. Они могут распадаться на более мелкие частицы — атомы, представляющие наименьшие частицы химически простых веществ, входящих в состав молекул. Атомы могут делиться на еще более мелкие частицы — протоны, нейтроны, электроны и позитроны.

Между молекулами действуют силы взаимного притяжения, причем действие этих сил различно в зависимости от состояния веществ.

В твердых телах, где расстояния между молекулами ничтожны, действуют значительные силы притяжения, в результате которых молекулы совершают небольшие колебания около своего положения равновесия.

В жидких веществах силы взаимного притяжения меньше, чем в твердых телах, поэтому жидкость принимает форму сосуда, в котором находится. Молекулы в жидкостях движутся по сложным траекториям, определяемым силами взаимодействия с соседними молекулами.

В газах силы взаимного притяжения малы, и размеры молекул ничтожны по сравнению со средними расстояниями между ними. Движение молекул газа в междумолекулярных пространствах до их столкновения совершается прямолинейно и беспорядочно. При столкновении молекул они меняют величину и направление скорости движения.

Силы взаимного притяжения между молекулами газа становятся заметными при высоких давлениях и низких температурах, когда расстояния между молекулами уменьшаются.

Кинетическая энергия молекул и внутриатомная энергия являются функцией температуры и не зависят от плотности газа. Непрерывное хаотическое движение атомов и молекул является тепловым движением, так как молекулярное движение и составляет сущность теплоты как особой формы движения материи. В процессах теплообмена имеет место перенос теплового движения с одного тела на другое. При этом температура является мерой интенсивности теплового движения.

2. Основные химические понятия

Химический элемент — определенный вид атомов с одинаковыми химическими свойствами, независимо от того, свободны они или соединены в молекулы.

Простыми веществами называются вещества, молекулы которых состоят из атомов одного элемента, например, молекулы водорода (H_2), кислорода (O_2), азота (N_2).

Сложными веществами называются вещества, молекулы которых состоят из атомов разных элементов, например, молекулы воды (H_2O), углекислоты (CO_2), метана (CH_4).

За единицу меры веса атомов (точнее меры массы) принята $^1/_{16}$ часть веса атома кислорода.

Атомный вес — число, показывающее, во сколько раз масса атома данного элемента больше $^1/_{16}$ массы атома кислорода. Международные атомные веса элементов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Периодическая система элементов Д. И. Менделеева

Периоды	Ряды	Группы элементов: I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII			0
1	I	H 1 ВОДОРОД 1,0080						(H)				He 2 ГЕЛИЙ 4,003
2	II	Li 3 ЛИТИЙ 6,940	Be 4 БЕРИЛЛИЙ 9,013	B 5 БОР 10,82	C 6 УГЛЕРОД 12,010	N 7 АЗОТ 14,008	O 8 КИСЛОРОД 16,0000	F 9 ФТОР 19,00				Ne 10 НЕОН 20,183
3	III	Na 11 НАТРИЙ 22,997	Mg 12 МАГНИЙ 24,32	Al 13 АЛЮМИНИЙ 26,97	Si 14 КРЕМНИЙ 28,06	P 15 ФОСФОР 30,975	S 16 СЕРА 32,066	Cl 17 ХЛОР 35,457				Ar 18 АРГОН 39,944
4	IV	K 19 КАЛИЙ 39,096	Ca 20 КАЛЬЦИЙ 40,08	Sc 21 СКАНДИЙ 44,96	Ti 22 ТИТАН 47,90	V 23 ВАНАДИЙ 50,95	Cr 24 ХРОМ 52,01	Mn 25 МАРГАНЕЦ 54,93	Fe 26 ЖЕЛЕЗО 55,85	Co 27 КОБАЛЬТ 58,94	Ni 28 НИКЕЛЬ 58,69	
	V	Cu 29 МЕДЬ 63,54	Zn 30 ЦИНК 65,38	Ga 31 ГАЛЛИЙ 69,72	Ge 32 ГЕРМАНИЙ 72,60	As 33 МЫШЬЯК 74,91	Se 34 СЕЛЕН 78,96	Br 35 БРОМ 79,916				Kr 36 КРИПТОН 83,7
5	VI	Rb 37 РУБИДИЙ 85,48	Sr 38 СТРОНЦИЙ 87,63	Y 39 ИТТРИЙ 88,92	Zr 40 ЦИРКОНИЙ 91,22	Nb 41 НИОБИЙ 92,91	Mo 42 МОЛИБДЕН 95,95	Tc 43 ТЕХНЕЦИЙ (99)	Ru 44 РУТЕНИЙ 101,7	Rh 45 РОДИЙ 102,91	Pd 46 ПАЛЛАДИЙ 106,7	
	VII	Ag 47 СЕРЕБРО 107,880	Cd 48 КАДМИЙ 112,41	In 49 ИНДИЙ 114,76	Sn 50 ОЛОВО 118,70	Sb 51 СУРЬМА 121,76	Te 52 ТЕЛЛУР 127,61	J 53 ИОД 126,92				Xe 54 КСЕНОН 131,3
6	VIII	Cs 55 ЦЕЗИЙ 132,91	Ba 56 БАРИЙ 137,36	La* 57 ЛАНТАН 138,92	Hf 72 ГАФНИЙ 178,6	Ta 73 ТАНТАЛ 180,88	W 74 ВОЛЬФРАМ 183,92	Re 75 РЕНИЙ 186,31	Os 76 ОСМИЙ 190,2	Ir 77 ИРИДИЙ 192,2	Pt 78 ПЛАТИНА 195,23	
	IX	Au 79 ЗОЛОТО 197,0	Hg 80 РТУТЬ 200,61	Tl 81 ТАЛЛИЙ 204,39	Pb 82 СВИНЕЦ 207,21	Bi 83 ВИСМУТ 209,00	Po 84 ПОЛОНИЙ (209)	At 85 АСТАТИН (210)				Rn 86 РАДОН (222)
7	X	Fr 87 ФРАНЦИЙ (223)	Ra 88 РАДИЙ 226,05	Ac** 89 АКТИНИЙ (227)	Th 90 ТОРИЙ 232,05	Pa 91 ПРОТАКТИНИЙ 231	U** 92 УРАН 238,07					

* ЛАНТАНОИДЫ 58-71 (РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ)

Ce 58 ЦЕРИЙ 140,13	Pr 59 ПРАЗЕОДИМ 140,92	Nd 60 НЕОДИМ 144,27	Pm 61 ПРОМЕТИЙ (145)	Sm 62 САМАРИЙ 150,43	Eu 63 ЕВРОПИЙ 152,0	Gd 64 ГАДОЛИНИЙ 156,9	Tb 65 ТЕРБИЙ 158,93	Dy 66 ДИСПРОЗИЙ 162,46	Ho 67 ГОЛЬМИЙ 164,94	Er 68 ЭРБИЙ 167,2	Tu 69 ТУЛИЙ 168,94	Yb 70 ИТТЕРБИЙ 173,04	Lu 71 ЛЮТЕЦИЙ 174,99

** АКТИНОИДЫ

Th 90 ТОРИЙ 232,12	Pa 91 ПРОТАКТИНИЙ (231)	U 92 УРАН 238,07	Np 93 НЕПТУНИЙ (237)	Pu 94 ПЛУТОНИЙ (242)	Am 95 АМЕРИЦИЙ (243)	Cm 96 КЮРИЙ	Bk 97 БЕРКЛИЙ	Cf 98 КАЛИФОРНИЙ	En 99 ЭЙНШТЕЙНИЙ (253)	Fm 100 ФЕРМИЙ (255)	Mv 101 МЕНДЕЛЕВИЙ (256)	

Молекулярный вес — сумма атомных весов или относительная величина, показывающая, во сколько раз масса молекулы простого или сложного вещества больше $^1/_{16}$ массы атома кислорода.

Грамм-атом — количество граммов данного элемента, численно равное его атомному весу. Например, атомный вес кислорода равен 16;

грамм-атом кислорода равен 16 *г*. Атомный вес водорода равен 1,008; грамм-атом водорода равен 1,008 *г*.

Грамм-молекула (*г·моль*) — количество граммов простого или сложного вещества, численно равное его молекулярному весу. Например, молекулярный вес кислорода (O_2) равен 32; грамм-молекула кислорода равна 32 *г*. Молекулярный вес водорода (H_2) равен 2,016; грамм-молекула водорода равна 2,016 *г*.

Килограмм-молекула (Моль) — величина в 1000 раз большая грамм-молекулы; например, килограмм-молекула кислорода равна 32 *кг*, килограмм-молекула азота 28,016 *кг*.

Эквивалент—весовое количество элемента, которое без остатка взаимодействует с 8 весовыми частями кислорода или с 1,008 весовыми частями водорода или замещает их в соединениях. Атомный вес элемента является величиной, кратной его эквиваленту.

Валентность — число, показывающее, сколько атомов водорода (или другого одновалентного элемента) может присоединять или замещать атом данного элемента.

Отношение атомного веса к эквиваленту равно валентности.

Валентность определяется числом электронов, которые атом отдает или принимает, вступая в соединение. Число электронов, отданных атомом, определяет положительную валентность, а принятых атомом —отрицательную валентность.

Для элементов главных групп периодической системы Д. И. Менделеева максимальная положительная валентность совпадает с номером группы, а максимальная отрицательная валентность равна 8 минус номер группы.

Закон сохранения материи (массы вещества): при химических реакциях сумма масс веществ, вступающих в реакцию, равна массе веществ, образовавшихся в результате реакции.

Закон постоянства состава: состав чистого химического вещества остается постоянным, независимо от того, откуда и каким путем оно было получено. При образовании данного вещества элементы соединяются друг с другом в определенном весовом отношении.

Закон кратных отношений: если два элемента образуют друг с другом несколько химических соединений, то весовые количества одного из элементов, приходящиеся в этих соединениях на одно и то же количество другого, относятся между собой как простые целые числа.

Закон эквивалентов: элементы соединяются друг с другом в весовых количествах, пропорциональных их эквивалентам.

Закон простых объемных отношений: объемы вступающих в реакцию газов относятся друг к другу и к объемам образующихся газообразных продуктов реакции как небольшие целые числа.

Химическая символика. Атом каждого элемента обозначается особым знаком. Это первая буква латинского названия элемента. Например O — кислород (Oxygenium), H — водород (Hidrogenium). Символ выражает одновременно и весовое количество элемента, равное его атомному весу. Так, H — соответствует 1,008 весовой части водорода; O — соответствует 16 весовым частям кислорода. Сочетание символов элементов дает формулу молекулы сложного вещества, выражая его качественный и количественный состав. Так H_2O показывает, что молекула воды состоит из двух атомов водорода и одного атома кислорода; формула CH_4 показывает, что молекула метана содержит один атом углерода и четыре атома водорода.

Химическое уравнение есть изображение химической реакции при помощи формул молекул веществ, вступающих в реакцию и образующихся в результате ее. Например, реакция образования воды записывается уравнением $2H_2 + O_2 = 2H_2O$, показывающим, что две молекулы водорода, соединяясь с одной молекулой кислорода, дают две молекулы воды. Заменяя формулы грамм-молекулярными количествами веществ определяют весовые соотношения между участвующими в реакции веществами. Приведенное уравнение можно расшифровать следующим образом:

$$2\ г \cdot моль\,(2H_2) + 1\ г \cdot моль\,(O_2) = 2\ г \cdot моль\,(2H_2O).$$

$$2 \cdot 2 = 4\ г + 1 \cdot 32 = 32\ г = 2 \cdot 18 = 36\ г.$$

Уравнение показывает, что 4 *г* водорода, соединяясь с 32 *г* кислорода, дают 36 *г* воды или для сгорания 1 *г* водорода необходимо $\frac{32}{4} = 8$ *г* кислорода.

Так как грамм-молекула любого газа при нормальных условиях ($t = 0°$ C и $P = 760$ *мм* рт. ст) занимает объем $\approx$ 22,4 *л*, то уравнение реакции дает представление не только о весовых количествах, но и об относительных объемах реагирующих газов, например:

	$2CO$	+ O_2	= $2CO_2$
веса газов	56 *г*	32 *г*	88 *г*
объемы газов . . .	2 · 22,4 *л*	22,4 *л*	2 · 22,4 *л*

3. Номенклатура важнейших углеводородов

Номенклатура органических соединений разработана Женевским конгрессом в 1892 г. и Римским съездом химиков в 1938 г. Краткая сводка названий важнейших групп углеводородов по Женевской номенклатуре приведена в табл. 2.2.

Наименование остальных органических соединений производится от соответствующих углеводородов прибавлением характерного окончания (табл. 2.3).

Названия и формулы **а л к а н о в**, или **п а р а ф и н о в**, имеющих значение в газовом деле, приведены в табл. 2.4.

А л к а н ы являются предельными (насыщенными) углеводородами, так как углеводородов с большим отношением водорода к углероду не существует.

Начиная с бутана, каждая суммарная формула охватывает несколько углеводородов, отличающихся структурой. Углеводороды с неразветвленной цепью называют нормальными, а углеводороды с разветвленной цепью — изоуглеводородами.

Так формуле C_4H_{10} отвечает два бутана:

$CH_3—CH_2—CH_2—CH_3$ нормальный бутан

```
CH3—CH—CH3   изобутан или 2-метилпропан
     |
    CH3
```

Формуле C_5H_{12} отвечают три пентана: нормальный пентан и два изопентона (2-метилбутан и 2-диметилпропан).

Таблица 2.2

Название групп и формулы углеводородов

Определение группы	Общая формула	Название группы	Окончание наименований соединений данной группы	Примеры
Насыщенные углеводороды открытого строения, или парафины	C_nH_{2n+2}	Алканы	-ан	Метан (CH_4)
Ненасыщенные углеводороды открытого строения с одной двойной связью, или олефины	C_nH_{2n}	Алкены	-ен	Бутен-2 * ($CH_3—CH=CH—CH_3$)
Ненасыщенные углеводороды открытого строения с двумя двойными связями, или диолефины	C_nH_{2n-2}	Алкадиены	-диен	Бутадиен ($CH_2=CH—CH=CH_2$)
Ненасыщенные углеводороды с одной тройной связью, или ацетиленовые углеводороды	C_nH_{2n-2}	Алкины	-ин	Этин ($CH\equiv CH$)
Ненасыщенные моноциклические углеводороды, или нафтены	C_nH_{2n}	Цикланы	-ан	Циклогексан CH_2 CH_2 CH_2 CH_2 CH_2 CH_2

Таблица 2.3

Определение соединения	Окончание названия	Примеры
Спирты	-ол	Метанол (CH_3OH)
Альдегиды	-аль	Этаналь (CH_3CHO)
Кетоны	-он	Пропанон (CH_3COCH_3)
Кислоты	-овая кислота	Этановая кислота (CH_3COOH)

Изомеры отличаются от нормальных углеводородов физическими и химическими свойствами.

При нормальных условиях метан, этан, пропан и бутан — газы; пентан и другие алканы с числом углеродных атомов больше пяти — жидкости.

Ц и к л а н а м и, или н а ф т е н а м и, называются углеводороды циклического строения и состава, выражаемого общей формулой C_nH_{2n}, начиная с $n = 3$.

Названия и формулы первых представителей ряда цикланов приведены в табл. 2.5.

---

* После окончания названия ставится цифра, указывающая номер углеродного атома, при котором расположена двойная связь.

Таблица 2.4

Названия и формулы некоторых алканов

<table>
<tr><th>Название алканов</th><th>Число углеродных атомов n</th><th>Формула</th><th>Структурная формула</th></tr>
<tr><td>Метан . . . . .</td><td>1</td><td>CH_4</td><td>H
|
H—C—H
|
H</td></tr>
<tr><td>Этан . . . . .</td><td>2</td><td>C_2H_6</td><td>H H
| |
H—C—C—H
| |
H H</td></tr>
<tr><td>Пропан . . . .</td><td>3</td><td>C_3H_8</td><td>H H H
| | |
H—C—C—C—H
| | |
H H H</td></tr>
<tr><td>Бутан . . . . .</td><td>4</td><td>C_4H_{10}</td><td>H H H H
| | | |
H—C—C—C—C—H
| | | |
H H H H</td></tr>
<tr><td>Пентан . . . .</td><td>5</td><td>C_5H_{12}</td><td>H H H H H
| | | | |
H—C—C—C—C—C—H
| | | | |
H H H H H</td></tr>
</table>

Таблица 2.5

Названия и формулы некоторых цикланов

<table>
<tr><th>Название цикланов</th><th>Число углеродных атомов</th><th>Формула</th><th>Структурная формула</th></tr>
<tr><td>Циклопропан . . .</td><td>3</td><td>C_3H_6</td><td>CH_2
/ \
CH_2———CH_2</td></tr>
<tr><td>Циклобутан . . .</td><td>4</td><td>C_4H_8</td><td>CH_2—CH_2
| |
CH_2—CH_2</td></tr>
<tr><td>Циклопентан . . .</td><td>5</td><td>C_5H_{10}</td><td>CH_2
/ \
CH_2 CH_2
\ /
CH_2—CH_2</td></tr>
<tr><td>Циклогексан . . .</td><td>6</td><td>C_6H_{12}</td><td>CH_2
/ \
CH_2 CH_2
| |
CH_2—CH_2—CH_2</td></tr>
</table>

При нормальных условиях циклопропан и циклобутан — газы; циклопентан и циклогексан — бесцветные жидкости с удельным весом меньше единицы.

Алкенами, или олефинами, называются алициклические углеводороды состава, выражаемого общей формулой C_nH_{2n}, начиная с $n = 2$. Эти углеводороды относятся к непредельным соединениям и имеют одну двойную связь между двумя соседними углеродными атомами.

Названия и строение формул первых представителей ряда алкенов приведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Название и формулы некоторых алкенов

Название алкенов	Число углеродных атомов n	Формула	Структурная формула
Этилен, или этен	2	C_2H_4	$\begin{array}{c} H \quad\; H \\ \diagdown \; \diagup \\ C{=}C \\ \diagup \; \diagdown \\ H \quad\; H \end{array}$
Пропилен, или пропен	3	C_3H_6	$\begin{array}{l} H \quad\; H \;\; H \\ \;\diagdown \quad\; \vert \quad \vert \\ \quad C{=}C{-}C{-}H \\ \;\diagup \qquad\quad \vert \\ H \qquad\quad\; H \end{array}$
Бутилен, или бутен	4	C_4H_8	$\begin{array}{l} H \quad\; H \;\; H \;\; H \\ \;\diagdown \quad\; \vert \quad \vert \quad \vert \\ \quad C{=}C{-}C{-}C{-}H \\ \;\diagup \qquad\quad \vert \quad \vert \\ H \qquad\quad\; H \;\; H \end{array}$

Изомерия алкенов вызывается как различным положением двойной связи, так и различной структурой углеродного скелета. Так, например, существует три изомера бутена:

$$CH_2 = CH{-}CH_2{-}CH_3 \quad \text{бутен-1}$$

$$CH_3{-}CH = CH{-}CH_3 \quad \text{бутен-2}$$

$$\begin{array}{l} CH_2 = C{-}CH_3 \quad \textit{изо}\text{-бутилен или 2-метилпропен-1} \\ \qquad\quad\;\; \vert \\ \qquad\quad CH_3 \end{array}$$

Цифра в конце формулы указывает на положение двойной связи.

Все перечисленные в табл. 2—6 алкены и их изомеры при нормальных условиях являются газами.

Алкены относятся к высокореакционным веществам. Реакционная способность их обуславливается наличием двойной связи. При воздействии серной кислоты и других веществ алкены легко полимеризуются, т. е. молекулы алкенов соединяются друг с другом, образуя молекулы более сложного алкена.

Алкадиенами, или диолефинами, называются ациклические углеводороды состава C_nH_{2n-2}, имеющие две двойные связи.

Важнейшими из них являются: дивинил или бутадиен

$$CH_2 = CH{-}CH = CH_2$$

и изопрен или 2-метилбутадиен

$$\begin{array}{l} CH_2 = C{-}CH = CH_2. \\ \qquad\quad\;\; \vert \\ \qquad\quad CH \end{array}$$

Дивинил — газ, конденсирующийся при 4° С, изопрен — жидкость, кипящая при 34° С.

Алкинами, или ацетиленовыми углеводородами, являются ациклические углеводороды, выражаемые формулой C_nH_{2n-2} (начиная с $n = 2$) и имеющие одну тройную связь между двумя соседними углеродными атомами.

Важнейшими представителями этого ряда являются ацетилен или этин $H - C \equiv C - H$ и аллилен или пропин $H - C \equiv C - CH_3$.

Алкины более реакционны, чем алкены, благодаря наличию тройной связи. Для алкинов характерны реакции полимеризации и присоединения по месту тройной связи с переходом последней сначала в двойную, а затем в одинарную связь.

Ароматическими называются углеводороды, содержащие в молекулах бензольное кольцо. Первым представителем этого ряда является бензол C_6H_6, имеющий структурную формулу

```
        CH
   CH /    \\ CH
     ||     |
   CH \\    / CH
        CH
```

Замещением атома водорода в бензоле на углеводородные радикалы образуются гомологи бензола. Например: толуол $C_6H_5CH_3$, этилбензол — $C_6H_5 - C_2H_5$, стирол $C_6H_5 - CH = CH_2$ и др. Это бесцветные горючие жидкости, получающиеся в результате термической переработки каменного угля и нефти.

Благодаря высокой упругости паров (температура кипения 80° С) бензол находится в небольших количествах в газе, получаемом при сухой перегонке каменного угля и пиролизе нефти и ее продуктов.

4. Параметры газа

Физические свойства газов характеризуются объемом, давлением, температурой, вязкостью, теплопроводностью, влажностью, упругостью паров и другими параметрами. Основными параметрами, определяющими состояние газа, являются объем, давление и температура.

Состояние газа относят к нормальным условиям. При технических расчетах под нормальными условиями понимается состояние газа, приведенное к температуре, равной 0° С, и давлению 760 *мм* рт. ст. Объем газа при этих условиях обозначается *нм*^{3} (нормальный метр кубический).

Для промышленных измерений, согласно ГОСТ 2939-45 нормальная температура принята 20° С и нормальное давление 760 *мм* рт. ст.

Объем газа, отнесенный к последним условиям, в отличие от *нм*^{3}, будем обозначать *ст. м*^{3} (стандартный метр кубический).

В практике на температуру 20° С и давление 760 *мм* рт. ст. градуируются контрольно-измерительные приборы.

Удельный объем (v) есть объем единицы веса, т. е. объем (в *м*^{3}), занимаемый 1 *кГ* газа.

Обозначив через V объем (в *м*^{3}) некоторого количества газа весом G *кГ*, получим

$$v = \frac{V}{G} \ \text{м}^3/\text{кГ}. \qquad (2.1)$$

Величина, обратная удельному объему, т. е. вес единицы объема газа, называется **удельным весом*** и обозначается через γ

$$\gamma = \frac{G}{V} = \frac{1}{v} \; кГ/м^3. \qquad (2.2)$$

Из формул (2.1) и (2.2) следует, что

$$\gamma \cdot v = 1, \qquad (2.3)$$

т. е. при всех состояниях газа произведение его удельного веса на удельный объем равно единице.

Удельный вес газовых смесей (технических газов) может быть определен по правилу адитивности**

$$\gamma_{см} = r_1 \gamma_1 + r_2 \gamma_2 + \ldots r_n \gamma_n \; кГ/м^3, \qquad (2.4)$$

где $\gamma_{см}$ — удельный вес смеси газов, $кГ/м^3$;
r_1, r_2, r_n — объемные концентрации (в долях единицы) компонентов смеси ($r_1 + r_2 + r_n = 1$);
$\gamma_1, \gamma_2, \gamma_n$ — удельные веса компонентов, $кГ/м^3$.

Иногда удельный вес газа выражают по отношению к воздуху, принимая удельный вес последнего за единицу.

Удельный вес газа по воздуху при нормальных условиях

$$S = \frac{\gamma}{1{,}293}, \qquad (2.5)$$

где S — удельный вес газа по воздуху (безразмерная величина);
γ — удельный вес газа, $кГ/нм^3$;
1,293 — вес 1 $нм^3$ воздуха, $кГ/нм^3$.

Массовая плотность ϱ есть масса единицы объема. Так как по закону Ньютона масса m есть отношение веса G к ускорению силы тяжести g, т. е.

$$m = \frac{G}{g},$$

то

$$\varrho = \frac{m}{v} = \frac{\gamma}{g} \; кГ/сек^2/м^4. \qquad (2.6)$$

Согласно молекулярно-кинетической теории **давление** находящегося в равновесии тела, например газа или жидкости, обуславливается средней кинетической энергией теплового движения молекул и средним их числом в единице объема.

В технике давление (P) рассматривается как физическая величина, численно равная силе, действующей нормально на единицу поверхности.

Если сила, действующая на поверхность S, равна F, то

$$P = \frac{F}{S}. \qquad (2.7)$$

---

* В ряде технических руководств удельный вес называется весовой плотностью.

** В тех случаях, когда имеют дело со смесями и когда нет экспериментальных данных об их свойствах, приходится базироваться на принципе адитивности свойств, т. е. на принципе, утверждающем, что свойства смеси складываются пропорционально из свойств компонентов, входящих в смесь.

В технической системе единиц измерения (МкГС) давление выражается в килограммах на квадратный метр (*кГ/м²*).

В технике за единицу давления принята более крупная величина — *кГ/см²*, называемая технической атмосферой (*ат*).

Низкие давления в газопроводах и сосудах в практике измеряют высотой столбика жидкости с известным удельным весом, наполняющей манометрические трубки (вода, спирт, ртуть). При этом за единицу давления принимают давление, оказываемое столбиком воды или ртути высотой в 1 *мм* (*мм* вод. ст. и соответственно *мм* рт. ст.). Так как 1 *см³* воды весит *1Г*, то для создания давления, равного одной технической атмосфере, требуется столб воды высотой 1000 *см* или 10 000 *мм*, а ртути, имеющей удельный вес 13,595 *Г/см³*, — 735,56 *мм*.

Соотношение между приведенными единицами измерения давления следующее: 1 *ат* = 1 *кГ/см²* = 10 000 *кГ/м²* = 10 000 *мм* вод. ст. = = 735,56 *мм* рт. ст.

В качестве единицы давления применяют физическую атмосферу (*атм*), равную среднему давлению атмосферного воздуха на уровне моря. Это давление принимается равным 760 *мм* рт. ст. при температуре 0° С.

Соотношения между физической атмосферой и другими приведенными единицами измерения давления следующие: 1 *атм* = 1,033 *ат* = = 1,033 *кГ/см²* = 10330 *кГ/м²* = 10330 *мм* вод. ст. = 760 *мм* рт. ст.

Соотношения между различными единицами измерения давления приведены в табл. 1.3

Давление, отсчитываемое от абсолютного нуля, называется абсолютным, а от имеющегося уже атмосферного давления — избыточным, или манометрическим

$$P_{абс} = P_{бар} + P_{ман}, \qquad (2.8)$$

где $P_{абс}$ — абсолютное давление;
$P_{бар}$ — барометрическое (атмосферное) давление;
$P_{ман}$ — избыточное (манометрическое давление).

Все давления выражаются в одинаковых единицах измерения.

При измерении разрежения абсолютное давление равно разности между барометрическим и манометрическим (вакуумметрическим) давлением

$$P_{абс} = P_{бар} - P_{вак}. \qquad (2.9)$$

Температура (степень нагретости тела) является одним из основных термодинамических параметров.

Для измерения температуры существует несколько температурных шкал: Цельсия (Ц), Реомюра (R), Фаренгейта (F) и международная температурная шкала.

Первые три шкалы образуются делением интервала на шкале термометра между температурой плавления льда и температурой кипения воды на равные части: в шкале Цельсия на 100 частей, при этом точка плавления льда обозначается через 0°, а точка кипения воды через 100°; в шкале Реомюра на 80 частей (0° и 80°), в шкале Фаренгейта на 180 частей, при этом точка плавления льда обозначена через +32°, а точка кипения воды через 212°.

Недостатком этих шкал является зависимость показаний термометра от рода термометрического вещества (ртуть, спирт и пр.), так как каждое

вещество отличается свойственным ему одному характером изменения термометрических свойств с температурой.

Температура тела, измеренная термометром с определенным термометрическим веществом, называется эмпирической, в отличие от так называемой термодинамической температуры. Термодинамическая шкала основана на втором законе термодинамики и не зависит от свойств термометрического вещества.

Температуры по термодинамической шкале отсчитываются от температуры абсолютного нуля, при котором прекращается тепловое движение молекул, и обозначаются $T°_{абс}$ или °K.

Международная температурная шкала является практическим осуществлением термодинамической стоградусной температурой шкалы, у которой температура плавления льда и температура кипения воды при нормальном давлении (760 *мм* рт. ст.) обозначены соответственно 0° и 100° C.

Соотношение между температурой по стоградусной шкале и абсолютной с достаточной точностью выражается зависимостью

$$T = t° \mathrm{C} + 273{,}16° \mathrm{K}.$$

Перевод температур, выраженных в градусах одной шкалы, в градусы другой производится по уравнениям:

$$n\,°\mathrm{C} = \frac{4}{5}n\,°\mathrm{R} = \left(\frac{9}{5}n + 32\right)°\mathrm{F} = (n + 273{,}16)\,°\mathrm{K},$$

$$n\,°\mathrm{R} = \frac{5}{4}n\,°\mathrm{C} = \left(\frac{9}{4}n + 32\right)°\mathrm{F} = \left(\frac{5}{4}n + 273{,}16\right)°\mathrm{K};$$

$$n\,°\mathrm{F} = \frac{5}{9}(n - 32)\,°\mathrm{C} = \frac{4}{9}(n - 32)\,°\mathrm{R} =$$

$$= \left[\frac{5}{9}(n - 32) + 273{,}16\right]°\mathrm{K},$$

$$n\,°\mathrm{K} = (n - 273{,}16)\,°\mathrm{C} = \frac{4}{5}(n - 273{,}16)\,°\mathrm{R} = \left[\frac{9}{5}(n - 273{,}16) + 32\right]°\mathrm{F},$$

где °C — градус международной (стоградусной) температурной шкалы;
°R — градус шкалы Реомюра;
°F — градус шкалы Фаренгейта;
°K — градус абсолютной температурной шкалы (шкалы Кельвина);
n — число градусов по соответственным шкалам.

В я з к о с т ь является важнейшим параметром, характеризующим газообразные и жидкие вещества; ее учитывают при расчетах трубопроводов, определении дебита скважин и при расчетах, связанных с движением газов или жидкостей по поровым каналам горных пород.

Под вязкостью для жидких веществ понимается свойство жидкостей оказывать сопротивление относительному перемещению своих слоев.

По отношению к газам вязкость рассматривается как внутреннее трение, возникающее при движении одних частичек относительно других или при переносе количеств движения из слоя с большей скоростью в слой с меньшей скоростью.

По закону Ньютона сила F при параллельном прямолинейном перемещении слоев жидкости (газа) определяется формулой

$$F = \eta S \frac{dw}{dl} \text{ или } \eta = \frac{F}{S} \cdot \frac{dl}{dw}, \qquad (2.10)$$

где η — коэффициент вязкости, называемый динамической или абсолютной вязкостью;
S — площадь соприкасающихся слоев;
l — расстояние между слоями;
w — относительная скорость перемещения двух смежных слоев.

Для определения вязкости Пуазелем предложена следующая формула

$$\eta = \frac{\pi r^2 (P_{\text{н}} - P_{\text{к}}) \tau}{8Vl}, \qquad (2.11)$$

где r — радиус капилляра, через который пропускается испытуемое вещество, *см*;
$P_{\text{н}}$ — начальное давление в капилляре, *дн/см*²;
$P_{\text{к}}$ — давление в конце капилляра, *дн/см*²;
τ — время истечения испытуемого вещества, *сек*;
V — объем жидкого или газообразного вещества, *см*³;
l — длина капилляра, *см*.

Единицей абсолютной вязкости в физической системе единиц (CGS) является вязкость такого газа или жидкости, в которых сила в одну дину (*г · см/сек*²) перемещает два слоя площадью в 1 *см*² каждый, находящиеся на расстоянии 1 *см*, со скоростью 1 *см/сек*. Эта единица в честь ученого Пуазеля называется пуазом.

$$1 \text{ пуаз} = 1 \frac{\text{дн} \cdot \text{сек}}{\text{см}^2} = \frac{\text{г}}{\text{см} \cdot \text{сек}} = 100 \text{ сантипуазам} =$$

$$= 1000 \text{ миллипуазам} = 10^6 \text{ микропуазам.}$$

В расчетах обычно пользуются измерением вязкости в технической системе единиц (*кГ·сек/м*²), перевод в которую осуществляется по зависимости

$$\frac{\text{кГ} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2} = \frac{981\,000 \text{ дн} \cdot \text{сек}}{(100 \text{ см})^2} = 98{,}1 \frac{\text{дн} \cdot \text{сек}}{\text{см}^2} = 98{,}1 \frac{\text{г}}{\text{см} \cdot \text{сек}} = 98{,}1 \text{ пуаза.}$$

Отношение величины абсолютной вязкости η к величине массовой плотности газа или жидкости называется кинематической вязкостью и обозначается через ν

$$\nu = \frac{\eta}{\varrho}. \qquad (2.12)$$

Так как массовая плотность $\varrho = \frac{\gamma}{g}$ имеет размерность в физической системе единиц *г/см*³, а в технической системе $\frac{\text{кГ} \cdot \text{сек}^2}{\text{см}^4}$, то размерность кинематической вязкости ν в системе CGS — *см*²/*сек*, а в технической системе — *м*²/*сек*.

Единицы кинематической вязкости в системе CGS — стокс (*ст*) = = 1 *см*²/*сек* = 100 сантистоксам (*сст*).

Вязкость газов в противоположность вязкостям жидкостей возрастает с увеличением температуры. Эта зависимость с достаточной точностью выражается формулой:

$$\eta_T = \eta_{T_0} \sqrt{\frac{T}{T_0}} \cdot \frac{1+\frac{C}{T_0}}{1+\frac{C}{T}}, \qquad (2.13)$$

где η_T — вязкость при T *град*;
η_{T_0} — вязкость при T_0 *град*;
C — коэффициент, приведенный в табл. 2.7.

Для температур от —10 до +10° С вязкости могут быть определены по эмпирическим формулам:

динамическая вязкость

$$\eta_t = \eta_0 (1 + \beta t), \qquad (2.14)$$

кинематическая вязкость

$$\nu_t = \nu_0 (1 + \theta t), \qquad (2.15)$$

где β и θ — постоянные коэффициенты, зависящие от вида газов (табл. 2.7).

Вязкость газовых смесей не подчиняется закону адитивности (правилу смешения), в особенности при высоком содержании углеводородов, поэтому для определения вязкости газообразных смесей существуют эмпирические формулы.

Так, для определения динамической вязкости смеси газов существует формула, предложенная Гернингом и Ципперером, проверенная на вязкостях коксового, генераторного и других искусственных газов при атмосферном давлении:

$$\eta_{\text{см}} = \frac{r_1 \sqrt{\mu_1 T_{\text{к}_1}} \cdot \eta_1 + r_2 \sqrt{\mu_2 T_{\text{к}_2}} \cdot \eta_2 + \ldots r_n \sqrt{\mu_n T_{\text{к}_n}} \cdot \eta_n}{r_1 \sqrt{\mu_1 T_{\text{к}_1}} + r_2 \sqrt{\mu_2 T_{\text{к}_2}} + \ldots r_n \sqrt{\mu_n T_{\text{к}_n}}}, \qquad (2.16)$$

где $\eta_{\text{см}}$ — динамическая вязкость смеси газов при температуре t °С;
r_1, r_2, r_n — объемные доли компонентов в смеси;
μ_1, μ_2, μ_n — молекулярные веса компонентов, находящихся в смеси;
$T_{\text{к}_1}$, $T_{\text{к}_2}$, $T_{\text{к}_n}$ — критические температуры компонентов, °К;
η_1, η_2, η_n — динамические вязкости компонентов при температуре t °С.

Кинематическая вязкость газовой смеси может быть вычислена по формуле Манна

$$\frac{1}{\nu_{\text{см}}} = \frac{r_1}{\nu_1} + \frac{r_2}{\nu_2} + \ldots \frac{r_n}{\nu_n}, \qquad (2.17)$$

где $\nu_{\text{см}}$ — кинематическая вязкость смеси газов;
r_1, r_2, r_n — молярные (объемные) доли компонентов в смеси $(r_1 + r_2 + \ldots r_n) = 1$;
ν_1, ν_2, ν_n — кинематические вязкости компонентов, входящих в смесь

«Правила 27-54 Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР по применению и проверке расходомеров с нормальными диафрагмами, соплами и трубами вентури» (Машгиз, 1955 г.) рекомендуют для определения кинематической вязкости смеси горючих газов, в состав которых входят кислород, водород, азот, двуокись

углерода, метан и тяжелые углеводороды (или часть этих компонентов) формулу:

$$\nu_{20} = \frac{15{,}4 \cdot 10^{-4}}{100 + (CO_2 + C_mH_n) - 0{,}857\,H_2}\ м^2/сек, \qquad (2.18)$$

где ν_{20} — кинематическая вязкость газовой смеси при $t = 20°$ C и $P = 760$ *мм* рт. ст.;

$(CO_2 + C_mH_n)$ — суммарное содержание в смеси углекислого газа и тяжелых углеводородов (кроме метана) в % по объему;

H_2 — содержание водорода в смеси в % по объему.

При этом кинематическая вязкость газовых смесей приведенного состава при любой температуре в пределах от —10 до 40° C определяется по формуле

$$\nu_t = \nu_{20}\,[1 + 0{,}006\,(t - 20)]; \qquad (2.19)$$

где ν_t — кинематическая вязкость при t °C и $P = 760$ *мм* рт. ст.

Динамическая вязкость жидких смесей $h_{см}$ определяется по формуле, предложенной Кендалем и Монрое

$$\eta_{см} = r_1 \lg \eta_1 + r_2 \lg \eta_2 + \ldots r_n \lg \eta_n, \qquad (2.20)$$

где r_1, r_2, r_n — молярные (объемные) доли компонентов в смеси;

η_1, η_2, η_n — динамические вязкости компонентов смеси.

Таблица 2.7

Динамическая и кинематическая вязкости однородных газов и паров при давлении 760 *мм* рт. ст. и температуре 20° C

Наименование газа или пара	Динамическая вязкость $\eta \cdot 10^7$, $\frac{г}{см \cdot сек}$	Константа C	Константа $\beta \cdot 10^5$	Динамическая вязкость $\eta \cdot 10^7$, $\frac{кГ \cdot сек}{м^2}$	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^6$, $м^2/сек$	Константа $\theta \cdot 10^5$	Температурные границы для константы C, °C
Азот	1700	104	282	17,05	13,31	679	25—280
Аммиак	1000	503	—	10,18	13,70	—	20—300
Ацетилен	1020	215	—	10,40	8,80	—	—
Бензол	740	448	447	7,56	2,12	862	130—313
н-Бутан	740	358	—	7,54	2,86	—	—
изо-Бутан	740	330	—	7,54	2,86	—	—
Бутен-1	761	329	—	7,78	3,05	—	—
цис-Бутен-2	750	—	—	7,65	3,00	—	—
изо-Бутен	800	339	—	8,16	3,18	—	—
Водород	880	71,7	260	8,98	98,2	655	20—100
Водяной пар	904	673	—	9,22	11,24	—	—
Воздух	1800	116	285	18,40	13,90	682	—
Гексан	620	—	—	6,34	1,61	—	—
Двуокись углерода	1470	273	359	14,98	7,51	765	—
Двуокись серы	1260	306	—	12,75	4,40	—	—
Кислород	1930	125	295	19,65	13,49	693	20—280
Метан	1080	164	318	11,02	15,10	719	20—250
Окись углерода	1770	100	277	18,10	14,30	673	до 130
Пропан	800	278	—	8,15	4,07	—	20—250
Пропилен	840	362	—	8,55	4,47	—	—
Пентан	700	383	—	7,14	2,18	—	—
Сероводород	1240	331	—	12,45	8,04	—	—
Этан	920	252	—	9,38	6,86	—	20—250
Этилен	1010	225	356	10 30	8,08	761	20—250

Значения динамической и кинематической вязкостей газов при атмосферном давлении и температуре 20° С приведены в табл. 2.7, а зависимость вязкости от температуры — в табл. 2.8 и 2.9. Вязкость газов зависит от давления, причем в тем большей степени, чем больше реальные газы отклонятся от идеального газа.

Таблица 2.8

Динамическая вязкость некоторых неорганических газов и паров в зависимости от температуры $\eta \cdot 10^7 \frac{г}{см \cdot сек}$

Наименование газа или пара	Химическая формула	Температура, °C									
		0	20	50	100	150	200	250	300	400	600
Азот	N_2	1660	1700	1880	2080	2290	2460	2630	—	3110	3660
Аммиак	NH_3	930	1000	1110	1280	1460	1650	1810	—	—	—
Водород	H_2	840	880	940	1030	1130	1210	1300	1390	1540	1830
Кислород	O_2	1920	1930	2180	2440	—	2900	—	—	3690	4350
Перегретый водяной пар	H_2O	—	—	—	1280	1470	1660	1840	2010	2350	—
Двуокись серы	SO_2	1160	1260	1400	1630	1860	2070	2270	2460	—	—
Сероводород	H_2S	1170	1240	—	1590	—	—	—	—	—	—
Сероуглерод	CS_2	910	—	—	—	1430	—	—	—	—	—
Окись углерода	CO	1660	1770	1890	2100	2290	2470	2640	2790	—	—
Двуокись углерода	CO_2	1380	1470	1620	1850	2050	2290	2490	2680	—	—
Закись азота	N_2O	1370	1460	1600	1830	2040	2250	2460	2650	—	—
Окись азота	NO	1790	1880	2040	2270	2470	2680	2870	—	—	—
Хлор	Cl_2	1230	1320	1450	1680	1890	2100	2300	2500	—	—
Циан	$(CN)_2$	930	1070	—	1270	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.9

Динамическая вязкость некоторых органических газов и паров при давлении 760 *мм* рт. ст. в зависимости от температуры $\eta \cdot 10^7 \frac{г}{см \cdot сек}$

Наименование газа или пара	Химическая формула	Температура, °C										
		0	20	50	100	120	150	160	200	220	250	300
Ацетилен	C_2H_2	960	1020	1110	1260	1320	—	—	—	—	—	—
Ацетон	C_3H_6O	660	—	—	—	990	—	1100	—	—	1330	—
Бензол	C_6H_6	680	740	920	—	—	1080	1110	1210	—	1340	1470
н-Бутан	C_4H_{10}	690	740	—	950	1000	—	—	—	—	—	—
изо-Бутан	C_4H_{10}	690	740	—	950	1000	—	—	—	—	—	—
Гексан	C_6H_{14}	590	620	—	—	870	—	960	—	—	1140	—
Метан	CH_4	1020	1080	1180	1330	—	1470	—	1610	—	1740	1860
Пентан	C_5H_{12}	620	700	—	—	910	—	1000	—	1130	1190	—
Пропан	C_3H_8	750	800	880	1010	—	1130	—	1250	—	1360	1440
Пропилен	C_3H_6	780	840	960	1070	1120	—	—	—	—	—	—
Спирт метиловый	CH_3OH	870	—	—	—	—	1410	—	—	—	1730	—
Спирт этиловый	C_2H_5OH	750	—	—	1090	—	1200	—	1360	—	1520	—
Углерод четыреххлористый	CCl_4	900	—	1080	1200	—	1370	—	1520	—	1700	—
Этан	C_2H_6	860	920	1010	1150	—	1280	—	1420	—	1540	—
Этилен	C_2H_4	940	1010	1100	1260	—	1400	—	1540	—	1660	—

Изменение вязкости газообразного метана в зависимости от давления приведено в табл. 2.10.

Таблица 2. 10

Динамическая вязкость газообразного метана в зависимости от давления $\eta \cdot 10^7$ *кГ·сек/м²*

Давление, *ата*	Температура, °С		
	0	25	75
1	10,5	11,3	12,85
20	10,9	11,6	13,2
60	12,45	12,9	13,8
100	14,5	13,95	14.8
150	18,3	—	—
200	22,2	20,3	18,5
300	28,5	25,6	22,7
400	34,3	30,6	26,7

Таблица 2. 11

Динамическая вязкость сжиженных углеводородов (в сантипуазах)

Наименование углеводородов	Температура, °С					
	4,4	15,6	26,7	37,8	48,9	69
Пропан	0,117	0,106	0,097	0,086	0,077	0,067
н-Бутан	0,200	0,180	0,162	0,147	0,131	0,116
изо-Бутан	0,182	0,169	0,146	0,130	0,114	0,100
Пентан	0,270	0,242	0,219	0,200	0,181	0,165

Вязкость сжиженных углеводородных газов (жидкостей) приведена в табл. 2.11 и на рис. 2.1. Вязкость сжиженных углеводородов уменьшается с повышением температуры и почти не зависит от давления.

В некоторых случаях вязкость жидкостей, в том числе и сжиженных углеводородов, измеряется в условных единицах — градусах Энглера (°Е), перевод которых в динамическую вязкость, выраженную в системе физических единиц, определяется по формуле

$$\eta = \left(0{,}0731^\circ E - \frac{0{,}0631}{^\circ E}\right)\varrho \frac{г}{см \cdot сек} \qquad (2.21)$$

где ϱ — массовая плотность жидкости, *г/см³*;
$^\circ E$ — вязкость, в градусах Энглера.

Для перевода вязкости из градусов Энглера в динамическую вязкость, выраженную в технических единицах, служит формула

$$\eta = \left(7{,}24^\circ E - \frac{6{,}25}{^\circ E}\right)\frac{\gamma}{g \cdot 10^6}\ кГ \cdot сек/м^2, \qquad (2.22)$$

где $^\circ E$ — вязкость в градусах Энглера;
γ — удельный вес жидкости, *кГ/м³*;
g — ускорение силы тяжести = 9,81 *м/сек²*.

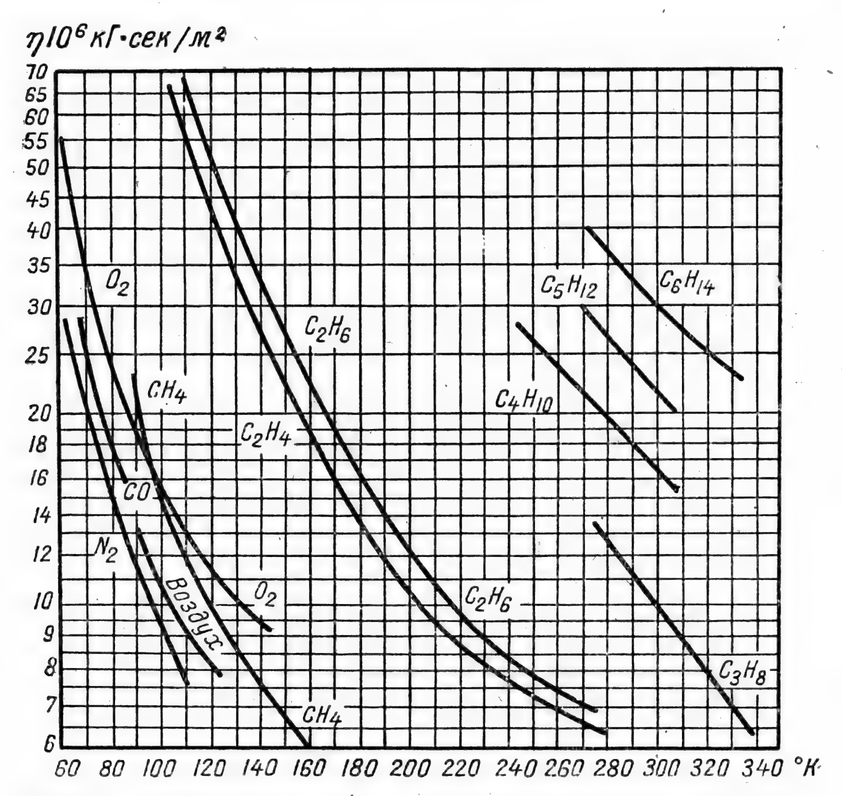


Рис. 2.1. Вязкость сжиженных газов в зависимости от температуры.

Связь между кинематической вязкостью и вязкостью в °E определяется формулой

$$10^6 \cdot \nu \ м^2/сек = {}^\circ E \cdot 7{,}6^{\left(1 - \frac{1}{{}^\circ E^3}\right)}. \tag{2.23}$$

5. Законы идеального газа

Закон Бойля — Мариотта. При переходе данной массы газа из одного состояния в другое при условии неизменности температуры объем, занимаемый газом, и давление его связаны соотношением

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{V_2}{V_1} \tag{2.24}$$

или

$$P_1V_1 = P_2V_2 = \text{const}, \tag{2.25}$$

т. е. при постоянной температуре произведение давления идеального газа на его объем есть величина постоянная.

На основании соотношения между удельным объемом и удельным весом (2.1 и 2.2) этот закон может быть представлен в следующем виде

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{v_2}{v_1} \tag{2.26}$$

и

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{\gamma_1}{\gamma_2}, \tag{2.27}$$

т. е. удельный объем обратно пропорционален, а удельный вес прямо пропорционален величине абсолютного давления, под которым находится газ.

В приведенных формулах:

P_1, P_2 — абсолютные давления газа;
V_1, V_2 — объемы газа при давлении P_1 и P_2, *м*³;
v_1, v_2 — удельные объемы газа, *м*³/*кГ*;
γ_1, γ_2 — удельные веса газа, *кГ*/*м*³.

Закон Гей-Люссака. Соотношение между объемом, занимаемым газом, и температурой при переходе данной массы газа из одного состояния в другое при условии сохранения неизменным давления его имеет вид

$$V_t = V_0(1 + \alpha t). \qquad (2.28)$$

Соответственно соотношение между давлениями газа при постоянном объеме

$$P_t = P_0(1 + \beta t), \qquad (2.29)$$

где V_t — объем газа при t °C, *м*³;
V_0 — объем газа при 0 °C, *м*³;
P_t — абсолютное давление газа при t °C;
P_0 — абсолютное давление газа при 0 °C;
α — коэффициент расширения идеального газа, численно равный коэффициенту изменения давления

$$\alpha = \beta = \frac{1}{273{,}16} = 0{,}0036604.$$

Из уравнения (2.28) после введения значения α и замены температуры в °C абсолютной температурой следует:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}; \quad \frac{v_1}{v_2} = \frac{T_1}{T_2}; \quad \frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{T_2}{T_1}, \qquad (2.30)$$

т. е. при постоянном давлении объемы газов прямо пропорциональны, а удельные веса газов обратно пропорциональны абсолютным температурам.

Из уравнения (2.29) после соответствующих преобразований

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{T_1}{T_2}, \qquad (2.31)$$

т. е. при постоянном объеме давление газа прямо пропорционально абсолютной температуре.

Сопоставляя приведенные зависимости по законам Бойля — Мариотта и Гей-Люссака, получают уравнения, связывающие объем и удельный вес с температурой и давлением:

$$V_1 = V_2 \frac{P_2}{P_1} \cdot \frac{T_1}{T_2}; \qquad (2.32)$$

$$v_1 = v_2 \frac{P_2}{P_1} \cdot \frac{T_1}{T_2}; \qquad (2.33)$$

$$\gamma_1 = \gamma_2 \frac{P_1}{P_2} \cdot \frac{T_2}{T_1}. \qquad (2.34)$$

Этими уравнениями в расчетах приходится пользоваться для определения объемов и удельных весов в зависимости от давления и температуры.

На основании уравнений 2.32—2.34 легко построить уравнения для приведения газов к нормальным или стандартным условиям и обратно.

Приведение газа к нормальным условиям при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $t = 0°$ С ($T = 273{,}16°$ К) и от нормальных условий к данным условиям температур и давлений производится по уравнениям

$$V_н = V \frac{P}{760} \cdot \frac{273{,}16}{T} = 0{,}359 \cdot V \frac{P}{T}, \qquad (2.35)$$

$$\gamma_н = \gamma \frac{760}{P} \cdot \frac{T}{273{,}16} = 2{,}782\,\gamma \frac{T}{P}, \qquad (2.36)$$

$$V = V_н \frac{760}{P} \cdot \frac{T}{273{,}16} = 2{,}782\, V_н \frac{T}{P}, \qquad (2.37)$$

$$\gamma = \gamma_н \frac{P}{760} \cdot \frac{273{,}16}{T} = 0{,}359 \gamma_н \frac{P}{T}. \qquad (2.38)$$

Приведение газа к стандартным условиям при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $t = 20°$ С ($T = 293{,}16°$ К) и обратно производится по уравнениям

$$V_{ст} = V \frac{P}{760} \cdot \frac{293{,}16}{T} = 0{,}383 \cdot V \frac{P}{T}, \qquad (2.39)$$

$$\gamma_{ст} = \gamma \frac{760}{P} \cdot \frac{T}{293{,}16} = 2{,}593\,\gamma \cdot \frac{T}{P}, \qquad (2.40)$$

$$V = V_{ст} \frac{760}{P} \cdot \frac{T}{293{,}16} = 2{,}593\, V_{ст} \frac{T}{P}, \qquad (2.41)$$

$$\gamma = \gamma_{ст} \frac{P}{760} \cdot \frac{293{,}16}{T} = 0{,}383\,\gamma_{ст} \frac{P}{T}. \qquad (2.42)$$

В уравнениях 2.35—2.42:

$V_н$ — объем газа при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $T = 273{,}16°$ К, *нм*³;
$\gamma_н$ — удельный вес газа при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $T = 273{,}16°$ К, *кГ/нм*³;
V — объем газа при давлении P *мм* рт. ст. и температуре T °К, *м*³;
γ — удельный вес газа при давлении P *мм* рт. ст. и температуре T °К, *кГ/м*³;
$V_{ст}$ — объем газа при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $T = 293{,}16°$ К, *ст. м*³;
$\gamma_{ст}$ — удельный вес газа при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $T = 293{,}16°$ К, *кГ/ст. м*³.

Закон Авогадро. Согласно закону Авогадро, равные объемы разных газов при одинаковых температуре и давлении содержат равное число молекул.

Это число для одной грамм-молекулы любого газа составляет около $N = 6{,}064 \cdot 10^{23}$ и называется числом Авогадро.

Из этого следует, что при определенной температуре и давлении грамм-молекула любого газа будет занимать почти один и тот же объем, равный частному от деления веса одной грамм-молекулы на вес одного литра газа.

Так при нормальных условиях (0° С и 760 *мм* рт. ст.) объем одной грамм-молекулы разных газов составляет:

для азота $V_\mu = \frac{28{,}016}{1{,}250} = 22{,}4$ *л*;

» кислорода $V_\mu = \frac{32{,}0}{1{,}4289} = 22{,}39$ *л*;

» метана $V_\mu = \frac{16{,}04}{0{,}7168} = 22{,}36$ *л*;

» водорода $V_\mu = \frac{2{,}0156}{0{,}08987} = 22{,}43$ *л*.

Значения молекулярных объемов газов приведены в табл. 2.12.

В среднем универсальный объем одной грамм-молекулы (*г · моль*) при нормальных условиях принимается равным 22,4 *л* и соответственно объем одной килограмм-молекулы (моля) — 22,4 *нм*³.

Следствием закона Авогадро являются соотношения:

$$\frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{\mu_1}{\mu_2}; \quad \frac{v_2}{v_1} = \frac{\mu_1}{\mu_2} \qquad (2.43)$$

или

$$v_1 \mu_1 = v_2 \mu_2 = V_\mu, \qquad (2.44)$$

т. е. произведение удельного объема на молекулярный вес есть величина постоянная, равная молекулярному объему.

Зная число молекул в грамм-моле и его объем, можно определить число молекул в 1 $см^3$ (число Лошмидта)

$$\frac{6{,}064 \cdot 10^{23}}{22{,}4 \cdot 10^3} = 2{,}68 \cdot 10^{19}.$$

Закон Авогардо позволяет определять удельный вес любого газа при нормальных условиях по его молекулярному весу

$$\gamma = \frac{\mu}{V_\mu} \ кГ/нм^3 \qquad (2.45)$$

и относительный удельный вес по воздуху

$$S = \frac{\mu}{1{,}293 \cdot V_\mu}, \qquad (2.46)$$

где γ — удельный вес данного газа, $кГ/нм^3$;
μ — молекулярный вес газа, *кГ*;
V_μ — молекулярный объем газа, $нм^3/моль$;
S — удельный вес газа по воздуху, безразмерная величина;
1,293 — удельный вес воздуха, $кГ/нм^3$.

Значения молекулярных весов, молекулярных объемов и удельных весов газов и паров приведены в табл. 2.12.

Уравнение состояния идеального газа. Уравнение состояния, являющееся следствием законов Бойля — Мариотта и Гей-Люссака, связывает

Таблица 2.12

Значения молекулярных весов, молекулярных объемов, удельных весов и газовых постоянных газов и паров при $P = 760$ *мм* рт. ст. и $t = 0°$ C

Наименование газа или пара	Химическая формула	Молекулярный вес μ, *кГ*	Молекулярный объем V_μ, *нм*³	Удельный вес γ, *кГ/нм*³	Удельная газовая постоянная R, $\frac{кГм}{кг \cdot град}$
I. *Неорганические газы*					
Азот	N_2	28,016	22,40	1,2505	30,26
Азот атмосферный	N_2+Ar	28,160	22,40	1,256	30,10
Аммиак	NH_3	17,031	22,08	0,7714	49,80
Воздух атмосферный сухой	—	28,960	22,40	1,2928	29,27
Водород	H_2	2,0156	22,43	0,08987	420,60
Водяной пар	H_2O	18,0156	23,45	0,768	47,1
Двуокись углерода	CO_2	44,01	22,26	1,9768	19,27
Двуокись серы	SO_2	64,06	21,89	2,9263	13,24
Кислород	O_2	32,00	22,39	1,4289	26,50
Окись углерода	CO	28,01	22,40	1,250	30,29
Сероводород	H_2S	34,08	22,14	1,5392	24,90
II. *Насыщенные углеводороды (алканы)*					
Метан	CH_4	16,04	22,36	0,7168	52,90
Этан	C_2H_6	30,07	22,16	1,356	28,21
Пропан	C_3H_8	44,09	22,00	2,0037	19,25
н-Бутан	C_4H_{10}	58,12	21,50	2,703	14,588
изо-Бутан	C_4H_{10}	58,12	21,78	2,668	14,588
н-Пентан	C_5H_{12}	72,14	20,87	3,457	11,699
Гексан	C_6H_{14}	86,17	—	3,844*	9,85
Гептан	C_7H_{16}	100,19	22,47	4,459	8,40
Октан	C_8H_{18}	114,22	22,71	5,030	7,44
III. *Ненасыщенные углеводороды (алкены)*					
Этилен (этен)	C_2H_4	28,05	22,24	1,2605	30,23
Пропилен (пропен)	C_3H_6	42,08	21,96	1,915	20,15
Бутилен (бутен-1)	C_4H_8	56,10	—	2,503*	15,10
Амилен (*н*-пентен)	C_5H_{10}	72,14	20,87	3,457	11,74
IV. *Ненасыщенные углеводороды (алкины)*					
Ацетилен (этин)	C_2H_2	26,04	22,22	1,1709	32,59
Аллилен (пропин)	C_3H_4	40,06	—	1,787*	20,80
V. *Ненасыщенные углеводороды (алкадиены)*					
Аллен (пропадиен)	C_3H_4	40,06	—	1,787*	20,80
Бутадиен-1,3	C_4H_6	54,09	—	2,413*	15,60
Пентадиен-1,2	C_5H_8	68,11	—	3,039	12,40
VI. *Ненасыщенные моноциклические углеводороды (цикланы)*					
Циклопропан	C_3H_6	42,08	—	1,877*	20,15
Циклобутан	C_4H_8	56,10	—	2,503*	15,10

* Приближенные значения при $V_\mu = 22,4$ *нм*³.

три величины, характеризующие состояние газа: давление, температуру и объем

$$Pv = RT, \qquad (2.47)$$

где P — давление газа;
v — удельный объем газа;
T — абсолютная температура и
R — газовая постоянная.

Уравнение 2.47, выведенное Клапейроном, относится к 1 *кГ* газа.

Так как удельный объем $v = \frac{V}{G}$, то для произвольного количества газа уравнение 2.47 примет вид

$$PV = GRT. \qquad (2.48)$$

Если соотношение 2.48 относить не к произвольному объему газа, а к одному молю V_μ, то в соответствии с законом Авогадро, эта постоянная имеет одно и то же значение для всех газов и называется универсальной газовой постоянной

$$PV_\mu = \mu RT. \qquad (2.49)$$

Так как согласно 2.44

$$V_\mu = v\mu,$$

то

$$Pv\mu = \mu RT. \qquad (2.50)$$

Последние уравнения, отображающие параметры состояния любого моля газа, носят название уравнений Менделеева.

Величина и размерность универсальной газовой постоянной зависит от того, в каких единицах выражено давление и объем газа.

В технической системе единиц измерения при $P = 10\,330$ *кГ/м²*, $V_\mu = 22{,}4$ *м³* и $T = 273{,}16$ *град* величина и размерность газовой постоянной для одного моля выражаются

$$\mu R = \frac{PV_\mu}{T} = \frac{10330 \cdot 22{,}4}{273{,}16} = 848 \frac{кГм}{моль \cdot град} \qquad (2.51)$$

или

$$\mu R = 848 \cdot A = 848 \cdot \frac{1}{427} = 1{,}986 \text{ ккал/моль},$$

где A — тепловой эквивалент работы = 1/427 *ккал/кГм*.

Физический смысл газовой постоянной заключается в том, что она выражает работу расширения 1 *кГ* газа (2.47) или одного моля газа (2.50) при повышении температуры газа на 1 градус.

По универсальной газовой постоянной и молекулярному весу определяется удельная газовая постоянная любого газа

$$R = \frac{\mu R}{\mu} = \frac{848}{\mu} \frac{кГм}{кг \cdot град}. \qquad (2.52)$$

Значения удельной газовой постоянной для распространенных газов приведены в табл. 2.12.

6. Смеси идеальных газов, паров и жидкостей

В газовом деле рабочим телом является не отдельный однородный газ, а смесь, состоящая из разных газов. Поэтому возникает необходимость в установлении для смесей зависимостей, аналогичных зависимостям между параметрами однородных газов.

При выводе этих зависимостей исходят из следующих положений и законов.

Смесь газов, не вступающих между собой в химические соединения, ведет себя как идеальный газ и подчиняется уравнению состояния $PV = GRT$.

Каждый близкий по своим свойствам к идеальному газ, входящий в смесь, ведет себя так, как если бы в смеси не было других газов, распространяется по всему объему смеси и следует своему уравнению состояния.

Смесь газов подчиняется закону Дальтона, согласно которому общее давление смеси равно сумме давлений отдельных газов, образующих смесь, т. е. сумме парциальных давлений *

$$P = P_1 + P_2 + \ldots P_n. \tag{2.53}$$

При этом парциальное давление каждого компонента равно общему давлению, умноженному на величину объемного (молярного) содержания данного компонента в смеси,

$$P_i = r_i P. \tag{2.54}$$

Аналогично закону Дальтона, Амага предложил закон адитивности парциальных объемов, согласно которому общий объем газовой смеси равен сумме парциальных объемов компонентов смеси **

$$V = V_1 + V_2 + \ldots V_n. \tag{2.55}$$

Парциальный объем каждого компонента газовой смеси равен общему объему, умноженному на мольную (объемную) концентрацию его в смеси

$$V_i = r_i V. \tag{2.56}$$

Соотношения между количествами отдельных газов, входящих в смесь, могут задаваться весовым или объемным составом.

Объемный состав газовых смесей является одновременно и молярным составом, так как объем одного моля любого газа есть величина постоянная, равная приближенно 22,4 *м*³ при 0° С и 760 *мм* рт. ст.

Задание газовой смеси весовыми частями (долями). Весовой долей называется отношение веса отдельного газа, входящего в смесь, к общему весу смеси

$$\frac{G_1}{G} = g_1; \quad \frac{G_2}{G} = g_2; \ldots \quad \frac{G_n}{G} = g_n,$$

где $G_1, G_2, \ldots G_n$ — веса отдельных газов, образующих смесь;
G — общий вес смеси;
$g_1, g_2, \ldots g_n$ — весовые доли отдельных газов.

Так как вес смеси равен сумме весов отдельных газов, входящих в смесь

$$G_1 + G_2 + \ldots G_n = G \quad \text{или} \quad G = \sum_1^n G_i,$$

то

$$g_1 + g_2 + \ldots g_n = 1.$$

---

* Парциальным давлением называется давление, которое имеет каждый газ в объеме смеси и при температуре смеси.

** Под парциальным объемом компонента идеальной газовой смеси понимается объем, который занимал бы данный компонент при отсутствии остальных, находясь в том же количестве, под тем же давлением и при той же температуре, что и в смеси.

Задание газовой смеси объемными долями. Объемной долей называется отношение парциального объема отдельного газа, входящего в смесь, к общему объему смеси:

$$\frac{V_1}{V} = r_1; \quad \frac{V_2}{V} = r_2; \; \ldots \; \frac{V_n}{V} = r_n,$$

где V_1, V_2,... V_n — объемы отдельных газов;
V — общий объем смеси газов;
r_1, r_2, r_n — объемные доли газов.

Так как объем смеси равен сумме объемов газов, входящих в смесь

$$V_1 + V_2 + \ldots V_n = V \quad \text{или} \quad V = \sum_1^n V_i,$$

то

$$r_1 + r_2 + \ldots r_n = 1.$$

Задание смеси числом молей тождественно заданию объемными долями

$$\frac{M_1}{M} = \frac{V_1}{V} = r_1; \quad \frac{M_2}{M} = \frac{V_2}{V} = r_2;$$

$$\frac{M_n}{M} = \frac{V_n}{V} = r_n,$$

где M_1, M_2,... M_n — число молей газов;
M — общее число молей смеси.

Состав газа выражается в весовых, объемных или мольных процентах.

Пересчеты состава газовой смеси. Пересчет объемного (молярного) состава газа в весовой производится следующим образом. Для объемного (молярного) состава газа принимают, что взято 100 молей смеси.

В этом случае процентное количество каждого компонента будет выражать и число его молей.

Число молей каждого компонента умножают на его молекулярный вес, получая вес каждого газа, входящего в смесь.

Затем складывают веса компонентов, и вес каждого компонента делят на их общий вес. Частные от деления дают весовые концентрации каждого газа, составляющие весовой состав смеси.

Порядок такого пересчета приведен в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Пересчет объемного (молярного) состава газа в весовой

Номера отдельных компонентов, входящих в смесь	Объемный (молярный) состав, %	Молекулярные веса компонентов	Вес компонентов, *кГ*	Весовой состав в долях единицы
1	r_1	μ_1	$r_1 \mu_1 = g_1$	$g_1 : \sum g_i$
2	r_2	μ_2	$r_2 \mu_2 = g_2$	$g_2 : \sum g_i$
3	r_3	μ_3	$r_3 \mu_3 = g_3$	$g_3 : \sum g_i$
n	r_n	μ_n	$r_n \mu_n = g_n$	$g_n : \sum g_i$
Итого:	100,0	—	$\sum g_i$	1,0

Пересчет весового, выраженного в процентах состава газа в объемный (молекулярный) производится следующим образом.

Принимают, что смеси взято 100 *кГ*. Делят весовую часть каждого компонента на его молекулярный вес, получая число молей каждого компонента в смеси. Затем складывают полученное число молей компонентов и получают общее число молей во взятой для пересчета смеси. Делением числа молей каждого компонента на их общее число получают молярные (объемные) доли каждого компонента. Порядок такого пересчета приведен в табл. 2.14.

Таблица 2.14

Пересчет весового состава газа в молекулярный (объемный) состав

Номера отдельных компонентов, входящих в смесь	Весовой состав газа, %	Молекулярные веса компонентов	Число молей	Молярный (объемный) состав в долях единицы
1	g_1	μ_1	$g_1 : \mu_1 = M_1$	$M_1 : \sum M_i = r_1$
2	g_2	μ_2	$g_2 : \mu_2 = M_2$	$M_2 : \sum M_i = r_2$
3	g_3	μ_3	$g_3 : \mu_3 = M_3$	$M_3 : \sum M_i = r_3$
n	g_n	μ_n	$g_n : \mu_n = M_n$	$M_n : \sum M_i = r_n$
Итого:	100	—	$\sum M_i$	1,0

Средние характеристики смеси газов. Для характеристики газов, представляющих смеси однородных газов, необходимо знать средний молекулярный вес смеси, средний удельный вес и среднюю газовую постоянную.

Для состава газа, выраженного в объемных (молярных) процентах, средний или кажущийся молекулярный вес смеси подсчитывается по формуле

$$\mu_{см} = \frac{r_1 \mu_1 + r_2 \mu_2 + \ldots r_n \mu_n}{100}, \tag{2.57}$$

где $r_1, r_2, \ldots r_n$ — объемное содержание каждого компонента в смеси, %;
$\mu_1, \mu_2, \ldots \mu_n$ — молекулярные веса компонентов, входящих в смесь.

При выражении объемного состава газа в долях единицы средний молекулярный вес смеси

$$\mu_{см} = r_1 \mu_1 + r_2 \mu_2 + \ldots r_n \mu_n \tag{2.58}$$

или сокращенно

$$\mu_{см} = \sum_1^n r_i \mu_i,$$

где $r_1, r_2, \ldots r_n$ — объемное содержание каждого компонента в смеси в долях единицы.

Для состава газа, выраженного в весовых процентах, средний молекулярный вес смеси

$$\mu_{см} = \frac{100}{\frac{g_1}{\mu_1} + \frac{g_2}{\mu_2} + \ldots \frac{g_n}{\mu_n}}, \tag{2.59}$$

а при выражении весового состава в долях единицы

$$\mu_{см} = \frac{1}{\frac{g_1}{\mu_1} + \frac{g_2}{\mu_2} + \ldots \frac{g_n}{\mu_n}} \qquad (2.60)$$

или сокращенно

$$\mu_{см} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{g_i}{\mu_i}},$$

где $g_1, g_2, \ldots g_n$ — весовое процентное или соответственно дольное содержание каждого компонента в смеси;

$\mu_1, \mu_2, \ldots \mu_n$ — молекулярные веса компонентов, входящих в смесь.

Средний удельный вес смеси определяется по среднему молекулярному объему

$$\gamma_{см} = \frac{\mu_{см}}{22,4} \ кГ/нм^3. \qquad (2.61)$$

Средний удельный вес по воздуху

$$S_{см} = \frac{\mu_{см}}{22,4 \cdot 1,293}, \qquad (2.62)$$

где $\mu_{см}$ — средний молекулярный вес смеси, *кГ/моль*;

22,4 — объем, занимаемый одним молем газа, $нм^3$;

1,293 — удельный вес воздуха, равный 1,293 $кГ/нм^3$.

Газовая постоянная смеси газов при задании состава весовыми долями

$$R_{см} = g_1R_1 + g_2R_2 + \ldots g_nR_n = 848\left(\frac{g_1}{\mu_1} + \frac{g_2}{\mu_2} + \ldots \frac{g_n}{\mu_n}\right) =$$

$$= 848 \sum_1^n \frac{g_i}{\mu_i} \ \frac{кГм}{кг \cdot град}, \qquad (2.63)$$

где $g_1, g_2, \ldots g_n$ — весовое содержание каждого компонента в смеси в долях единицы;

$R_1, R_2, \ldots R_n$ — удельные газовые постоянные компонентов, $\frac{кГм}{кг \cdot град}$;

$\mu_1, \mu_2, \ldots \mu_n$ — молекулярные веса компонентов, входящих в смесь, *кГ/моль*;

848 — универсальная газовая постоянная, *кГм/моль · град*.

При задании смеси объемными долями

$$R_{см} = \frac{848}{\mu_1 r_1 + \mu_2 r_2 + \ldots \mu_n r_n} = \frac{848}{\sum_1^n \mu_i r_i} \ \frac{кГм}{кг \cdot град}, \qquad (2.64)$$

где $r_1, r_2, \ldots r_n$ — объемное содержание каждого компонента смеси в долях единицы.

Различные соотношения для газовых смесей при разных способах их задания приведены в табл. 2.15.

Таблица 2. 15

Соотношения параметров газовых смесей при разных способах их задания

Способ задания смеси газов	Выражение весовых долей g через объемные и объемных r через весовые	Удельный объем и удельный вес смеси	Средний, или кажущийся молекулярный вес смеси	Газовая постоянная смеси газов	Парциальное давление
Весовыми долями g_1, g_2, g_n	$r_i = \dfrac{\frac{g_i}{\mu_i}}{\sum_1^n \frac{g_i}{\mu_i}}$	$v_{см} = \sum_1^n \frac{g_i}{\gamma_i}$ $\gamma_{см} = \frac{1}{v_{см}} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{g_i}{\gamma_i}}$	$\mu_{см} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{g_i}{\mu_i}}$	$R_{см} = \sum_1^n g_i R_i = 848 \sum_1^n \frac{g_i}{\mu_i} = \frac{848}{\mu_{см}}$	$P_i = g_i \frac{R_i}{R_{см}} P_{см}$
Объемными долями r_1, r_2, r_n	$g_i = \frac{r_i \mu_i}{\sum_1^n r_i \mu_i}$	$\gamma_{см} = \sum_1^n r_i \gamma_i$ $v_{см} = \frac{1}{\gamma_{см}} = \frac{1}{\sum_1^n r_i \gamma_i}$	$\mu_{см} = \sum_1^n r_i \mu_i$	$R_{см} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{r_i}{R_i}} = \frac{848}{\sum_1^n \mu_i r_i} = \frac{848}{\mu_{см}}$	$P_i = r_i P_{см}$

Таблица 2.16

Пересчет весового состава жидкой смеси в объемный

Номера компонентов, входящих в смесь	Весовой состав жидкости, %	Удельные веса компонентов, $кГ/л$	Объем каждого компонента, $л$	Объемный состав в долях единицы
1	g_1	γ_1	$g_1 : \gamma_1 = v_1$	$v_1 : \Sigma v_i$
2	g_2	γ_2	$g_2 : \gamma_2 = v_2$	$v_2 : \Sigma v_i$
3	g_3	γ_3	$g_3 : \gamma_3 = v_3$	$v_3 : \Sigma v_i$
n	g_n	γ_n	$g_n : \gamma_n = v_n$	$v_n : \Sigma v_i$
Итого:	100,0	—	Σv_i	1,0

Жидкие смеси. Для жидкой смеси, так же как и для газовой общее давление паров равно сумме парциальных давлений паров компонентов, входящих в смесь.

По закону Рауля (1886 г.) парциальное давление пара каждого компонента жидкой смеси равно упругости паров его в чистом виде при данной температуре, умноженной на молярную долю этого компонента в жидкой фазе

$$P_i = x_i \cdot P_i', \tag{2.65}$$

где P_i — парциальное давление паров компонента;
P_i' — упругость паров чистого компонента;
x_i — молярная доля компонента i в жидкой фазе.

Жидкие смеси могут выражаться весовым, объемным и молярным составом.

Пересчет весового состава жидкой смеси в молярный производится так же, как и для газовой смеси.

Пересчет весового состава в объемный производится через удельные веса жидких компонентов, выраженных в *кГ/л*. Вес каждого компонента делят на его удельный вес и получают объем каждого компонента, входящего в смесь, в литрах. Затем делением объема каждого компонента на общий объем смеси получают объемные концентрации каждого компонента в долях единицы.

Порядок такого пересчета приведен в табл. 2.16.

Пересчет объемного состава в весовой производится в обратном порядке, т. е. умножением объема каждого компонента на его удельный вес.

Пересчет объемного состава жидкой смеси в молярный и молярного состава в объемный производится через весовой состав, который затем пересчитывается в молярный или объемный.

Средний молекулярный вес жидкой смеси по данному весовому составу подсчитывается так же как и для газа, т. е. по формулам 2.59 и 2.60.

Средний удельный вес жидкой смеси по данному весовому составу подсчитывается по формулам:

При выражении весового состава смеси в %

$$\gamma_{см} = \frac{100}{\frac{g_1}{\gamma_1} + \frac{g_2}{\gamma_2} + \ldots \frac{g_n}{\gamma_n}} \; кГ/л. \tag{2.66}$$

При выражении весового состава в долях единицы

$$\gamma_{см} = \frac{1{,}0}{\frac{g_1}{\gamma_1} + \frac{g_2}{\gamma_2} + \ldots \frac{g_n}{\gamma_n}} \; кГ/л, \tag{2.67}$$

где $g_1, g_2, \ldots g_n$ — весовое процентное или соответственно дольное содержание каждого компонента в смеси;
$\gamma_1, \gamma_2, \ldots \gamma_n$ — удельные веса отдельных компонентов, входящих в смесь.

Средний молекулярный вес жидкой смеси, данной в объемном составе, подсчитывается по формуле

$$\mu_{см} = \frac{v_1\gamma_1 + v_2\gamma_2 + \ldots v_n\gamma_n}{\frac{v_1\gamma_1}{\mu_1} + \frac{v_2\gamma_2}{\mu_2} + \ldots \frac{v_n\gamma_n}{\mu_n}}, \tag{2.68}$$

а средний удельный вес

$$\gamma_{см} = v_1 \gamma_1 + v_2 \gamma_2 + \ldots v_n \gamma_n \ кГ/л, \quad (2.69)$$

где $v_1, v_2 \ldots v_n$ — объемные концентрации компонентов в долях единицы;
$\mu_1, \mu_2 \ldots \mu_n$ — молекулярные веса компонентов, входящих в смесь.

Средний молекулярный вес жидкой смеси, данной в молекулярном составе:

$$\mu_{см} = r_1 \mu_1 + r_2 \mu_2 + \ldots r_n \mu_n, \quad (2.70)$$

где $r_1, r_2 \ldots r_n$ — молярные концентрации компонентов, входящих в жидкую смесь.

Примеры.

1. Определить удельные веса водорода, воздуха и метана по их молекулярным весам.

Решение. Применяя формулу 2.45 и значения молекулярных весов из табл. 2.12, имеем:

$$\gamma_{H_2} = \frac{\mu_{H_2}}{V_\mu} = \frac{2,0156}{22,43} = 0,08987 \ кГ/нм^3;$$

$$\gamma_{возд} = \frac{\mu_{возд}}{V_\mu} = \frac{28,96}{22,4} = 1,2928 \ кГ/нм^3;$$

$$\gamma_{CH_4} = \frac{\mu_{CH_4}}{V_\mu} = \frac{16,04}{22,36} = 0,7168 \ кГ/нм^3.$$

2. Определить удельный вес метана при $t = 20°$ С и $P = 760$ *мм* рт. ст. и при $t = 20°$ и $P = 10$ *ата*, если его удельный вес при нормальных условиях равен 0,7168 $кГ/нм^3$.

Решение. Подставляя в формулу 2.38 приведенные значения температур и давлений, имеем:

$$\gamma_{20°760} = 0,7168 \cdot \frac{760}{760} \cdot \frac{273,16}{293,16} = 0,67 \ кГ/ст \cdot м^3,$$

$$\gamma_{20°10} = 0,7168 \cdot \frac{10}{1} \cdot \frac{273,16}{293,16} = 6,67 \ кГ/м^3.$$

3. Определить объем газа при нормальных условиях, если его объем при $t = 100°$ С и $P = 5$ *ата* составляет 1000 $м^3$.

Решение. Пользуясь формулой 2.35, имеем:

$$V_н = 1000 \cdot \frac{5}{1} \cdot \frac{273,16}{373,16} = 3660 \ нм^3.$$

4. Определить удельную газовую постоянную этана по универсальной газовой постоянной, равной 848 *кГм/моль· град*.

Решение. Подставляя в формулу (2.52) значение молекулярного веса этана, получаем

$$R_{C_2H_6} = \frac{848}{\mu_{C_2H_6}} = \frac{848}{30,07} = 28,21 \ \frac{кГм}{кг \cdot град}.$$

5. Пересчитать весовой состав смеси, содержащей CH_4 — 80%, C_2H_6 — 5% и C_3H_8 — 15%, в объемный и определить удельный вес смеси.

Решение. Пересчет производим в порядке, изложенном в табл. 2.14.

Наименование компонентов	Весовой состав, %	Число молей	Молярный (объемный) состав в долях единицы	Молярный (объемный) состав смеси, %
Метан	80,0	80 : 16,04=4,99	0,91	91,0
Этан	5,0	5 : 30,07=0,17	0,03	3,0
Пропан	15,0	15 : 44,09=0,34	0,06	6,0
Итого . .	100	5,50	1,00	100,0

$$\mu_{ср}=\frac{100}{5,5}=18,2;\quad \gamma_{ср}=\frac{18,2}{22,4}=0,814\ кГ/нм^3.$$

6. Пересчитать объемный состав смеси, содержащей CH_4 — 90%, C_2H_6 — 5% и C_3H_8 — 5%, в весовой и определить удельный вес смеси.
Решение. Пересчет производим в порядке, изложенном в табл. 2.13.

Наименование компонентов	Молярный (объемный) состав, %	Вес компонентов, *кГ*	Весовой состав в долях единицы	Весовой состав смеси, %
Метан	90,0	90 · 16,04=1440	0,80	80,0
Этан	5,0	5 · 30,07= 151	0,08	8,0
Пропан	5,0	5 · 44,09= 220	0,12	12,0
Итого . . .	100,0	1811	1,00	100,0

$$\mu_{ср}=18,11;\quad \gamma_{ср}=\frac{18,11}{22,4}=0,809\ кГ/нм^3.$$

7. Определить парциальные давления компонентов, входящих в состав воздуха, находящегося при нормальном давлении.
Решение. Объемный состав воздуха: O_2 — 21,0%, N_2 — 79%*.
Так как парциальные давления компонентов пропорциональны их объемным (молярным) концентрациям (формула 2.54), то

$$P_{O_2}=760\cdot 0,21=160\ мм\ рт.\ ст.,$$

$$P_{N_2}=760\cdot 0,79=600\ мм\ рт.\ ст.$$

8. Определить парциальные давления компонентов, входящих в газовую смесь следующего объемного состава: CH_4 — 90%, C_2H_6 — 5% и C_3H_8 — 5%. При этом смесь указанных газов находится под давлением 10 *ата*.
Решение.

$$P_{CH_4}=0,9\cdot 10=9\ ата,$$

$$P_{C_2H_6}=0,05\cdot 10=0,5\ ата,$$

$$P_{C_3H_8}=0,05\cdot 10=0,5\ ата.$$

---

* Точный состав сухого атмосферного воздуха (в объемных процентах): N_2 — 78,03; O_2 — 20,99; Ar — 0,933; CO_2 — 0,030; Ne — 0,0018; He — 0,0005: Kr — 0,0001; Xe — 0,000009; H_2 — 0,01.

9. 100 *м*³ метана, находящегося при давлении 10 *ата*, смешаны с 40 *м*³ пропана, находящегося при давлении 5 *ата*, и помещены в газгольдер геометрической емкостью 200 *м*³. Определить парциальные давления компонентов в газгольдере, общее давление газа в газгольдере и объемный состав смеси.

Решение. Определение парциальных давлений компонентов сводится к приведению каждого газа к новому общему объему смеси после помещения ее в газгольдер.

$$P_{CH_4} = \frac{100 \cdot 10}{200} = 5 \text{ ата},$$

$$P_{C_3H_8} = \frac{40 \cdot 5}{200} = 1 \text{ ата}.$$

Общее давление смеси в газгольдере $P = 5 + 1 = 6$ *ата*.

Объемный (молярный) состав смеси:

$$CH_4 - 5:6 = 0{,}835 = 83{,}5\%,$$

$$C_3H_8 - 1:6 = 0{,}165 = 16{,}5\%.$$

10. Определить объем паров при нормальных условиях, получающихся при испарении 1000 *кГ* смеси следующего весового состава: C_3H_8 — 50% и C_4H_{10} — 50%.

Решение. Средний молекулярный вес смеси (формула 2.59)

$$\mu_{ср} = \frac{100}{\frac{50}{44{,}09} + \frac{50}{58{,}12}} = 50{,}03.$$

Объем газов

$$V = \frac{1000 \cdot 22{,}4}{50{,}03} = 447 \text{ нм}^3.$$

7. Критические параметры газов

Критическая температура и давление. Газы могут быть превращены в жидкое состояние при их сжатии, если температура при этом не превышает определенной величины, характерной для каждого однородного газа. Температура, выше которой данный газ не может быть сжижен любым повышением давления, называется критической температурой этого газа. Давление, необходимое для сжижения газа при этой критической температуре, называется критическим давлением.

Давление, необходимое для сжижения газа, уменьшается тем больше, чем меньше его температура относительно критической.

Объем газа, соответствующий критической температуре называется критическим объемом, а состояние газа, отвечающее критической температуре, критическому давлению и критическому объему — критическим состоянием газа. При критическом состоянии плотность пара над жидкостью становится равной плотности жидкости.

Существование критической температуры было предсказано Д. И. Менделеевым в 1860 г. и экспериментально подтверждено Эндрюсом в 1869 г.

Критические температуры и давления для ряда газов, а также соответствующие им удельные веса приведены в табл. 2.17.

Приведенные критические параметры и закон соответственных состояний. Отношение параметров газа P, T и v, характеризующих его данное состояние, к их критическим значениям носит название приведенных или соответственных параметров.

Под приведенной температурой понимается отношение абсолютной температуры газа к его критической температуре

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}.$$

Таблица 2. 17

Критические параметры и тепловые характеристики газов

Наименование газа или пара	Химическая формула	Температура, °C		Теплота, *ккал/кГ*		Критические параметры			Постоянные в уравнении Ван-дер-Ваальса	
		кипения (P=760 *мм* рт. ст.)	плавления	испарения при температуре кипения, соответствующей P=760 *мм* рт. ст.	плавления	температура $t_к$, °C	давление $P_к$, *ата*	удельный вес $\gamma_к=\frac{1}{v_к}$, *кГ/м³*	a, *ата · см⁶*	b, *см³*
Азот	N_2	—195,78	—210,01	47,58	6,1	—147,1	33,5	311	134 · 10⁴	38,6
Аммиак	NH_3	—33,4	—77,1	328,0	83,7	132,4	111,5	235	419 · 10⁴	37,3
Ацетилен	C_2H_2	—83,6	—	198,0	—	35,7	61,6	231	437 · 10⁴	51,2
Бензол	C_6H_6	80,12	5,49	94,5	30,6	288,6	47,7	304	—	—
н-Бутан	C_4H_{10}	—0,6	—135	93,3	19,1	152,0	34,5	225	1440 · 10⁴	123,5
изо-Бутан	C_4H_{10}	—10,2	—145	91,0	18,7	133,7	36,5	—	1290 · 10⁴	114,0
Воздух	—	—195	—213	47,0	—	—140,7	37,2	320—350	133 · 10⁴	36,6
Водород	H_2	—252,7	—259,2	108,5	14	—239,9	12,8	31	24,5 · 10⁴	26,6
Двуокись углерода	CO_2	—78,2 (возг.)	—56,6	137	45,3	31,1	72,9	460	146 · 10⁴	39,4
Двуокись серы	SO_2	—10,8	—72,1	94	32,2	157,2	77,78	520	680 · 10⁴	57,2
Кислород	O_2	—182,98	—218,83	50,92	3,3	—118,8	49,713	429,9	136 · 10⁴	31,9
Метан	CH_4	—161,58	—182,6	122	14,5	—82,5	45,8	162	225 · 10⁴	42,8
Окись углерода	CO	—191,48	—209,44	50,5	8,0	—139	35	311	360 · 10⁴	42,8
Пропан	C_3H_8	—42,1	—187,71	107	19,2	96,81	42,1	226	912 · 10⁴	88,5
Пропилен	C_3H_6	—47	—185,2	105,0	17,1	92,3	45,0	—	—	—
н-Пентан	C_5H_{12}	36,2	—131,5	85	—	197,2	33,0	322	1910 · 10⁴	146,5
Сероводород	H_2S	—60,2	—83	131	18,5	100,4	188,9	—	440 · 10⁴	42,6
Этан	C_2H_6	—88,5	—172,0	116	29,2	32,3	48,2	210	539 · 10⁴	63,9
Этилен	C_2H_4	—103,7	—169,15	115	28,5	9,7	50,9	220	448 · 10⁴	57,2

Приведенным давлением называется отношение абсолютного давления газа к его абсолютному критическому давлению

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}.$$

Выражая параметры газа в безразмерных приведенных величинах, можно установить, что для газов существует общее уравнение состояния, лишенное величин, характеризующих данный газ

$$f(P_{пр},\ T_{пр},\ v_{пр}) = 0.$$

Состояние, отвечающее этому условию, носит название закона соответственных состояний.

Согласно этому закону два газа будут иметь один и тот же приведенный объем, если у них равны приведенные давления и температуры, т. е. газы в таких условиях должны обладать одинаковыми физическими свойствами.

Значение закона соответственных состояний заключается в том, что он позволяет с достаточной для практики точностью определять коэффициенты сжимаемости данных газов и другие параметры по графикам для других газов, построенных в приведенных параметрах.

8. Закономерности реальных газов

Реальным газом называется такой газ, молекулы которого занимают определенный (не бесконечно малый) объем в молекулярном пространстве и между молекулами которого существуют силы взаимодействия.

В технических расчетах, связанных с реальными газами, законы для идеального газа применяют в ограниченных пределах: при давлениях от абсолютного вакуума до 3—10 атмосфер (в зависимости от вида газа) и при температурах, превышающих 0° С. При более высоких давлениях или более низких температурах следует применять либо уравнения, учитывающие объем, занимаемый молекулами, и силы взаимодействия между ними, либо вводить в уравнения для идеального газа опытные поправочные коэффициенты — коэффициенты сжимаемости газа.

Уравнение Ван-дер-Ваальса. Из множества уравнений газового состояния реальных газов наибольшее распространение получило уравнение Ван-дер-Ваальса (1873 г.):

$$\left(P + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = RT \qquad (2.71)$$

или для одного моля газа

$$\left(P + \frac{a}{V_\mu^2}\right)(V_\mu - b) = \mu RT. \qquad (2.72)$$

В приведенных уравнениях величины a и b — константы, характерные для каждого газа.

Величина $\frac{a}{v^2}$ учитывает силы междумолекулярного взаимодействия, возрастающие с повышением давления до его определенного предела.

При весьма высоких давлениях молекулы сближаются до такой степени, что в системе возникают силы взаимного отталкивания, приводящие к уменьшению внутренних (ван-дер-вальсовских) сил.

Величина b учитывает собственный объем, занимаемый молекулами газа, так как сжатие газа происходит только за счет уменьшения междумолекулярного пространства, но не объема самих молекул.

Поправка на объем b имеет тем большее значение, чем больше сжат газ.

Константы a и b могут быть выражены через критические параметры газа, и наоборот критические параметры — через величины a и b по формулам:

$$b = \frac{1}{3} v_к = \frac{R}{8} \cdot \frac{T_к}{P_к}; \qquad (2.73)$$

$$a = \frac{9}{8} RT_к v_к = 27 P_к b^2 = \frac{27 R^2 T_к^2}{64 P_к}; \qquad (2.74)$$

$$P_к = \frac{a}{27 b^2}; \quad T_к = \frac{8}{27} \cdot \frac{a}{bR};$$

$$v_к = 3b; \quad R = \frac{8}{3} \cdot \frac{P_к v_к}{T_к}. \qquad (2.75)$$

В табл. 2.17 приведены величины a и b для газов, подсчитанные по уравнениям 2.73 и 2.74 при

$$R = \frac{PV_\mu}{T} = \frac{1 \cdot 22400}{273} = 82{,}1 \frac{см^3\ ата}{г \cdot моль°К}.$$

Подставляя в уравнение Ван-дер-Вальса вместо параметров P, v и T приведенные параметры

$$\pi = \frac{P}{P_к}; \quad \varphi = \frac{v}{v_к}; \quad \tau = \frac{T}{T_к}$$

и выражая константы a и b через $P_к$, $v_к$ и $T_к$, получим уравнение

$$\left(\pi + \frac{3}{\varphi^2}\right)(3\varphi - 1) = 8\tau. \qquad (2.76)$$

Это уравнение не содержит никаких параметров, характеризующих данный газ и будет одинаковым для любого газа, подчиняющегося уравнению Ван-дер-Вальса.

Уравнения идеальных газов с учетом сжимаемости. Уравнение Ван-дер-Вальса дает результаты, совпадающие с практическими данными для газов с малым удельным весом, в широких диапазонах давлений и температур.

Применение этого уравнения к тяжелым углеводородам типа пропана, пропилена, бутана, бутилена и других приводит к ошибкам, достигающим 2—10%, в зависимости от давлений и температур, при которых находится газ или пар.

Учитывая это, а также неудобство пользования этим уравнением в практических расчетах, предпочитают использование уравнений для идеального газа с введением в них экспериментально определенных поправок на сжимаемость.

Уравнение Бойля — Мариотта с введением такой поправки, называемой степенью сжимаемости, принимает вид

$$P_1 v_1 = P_2 v_2 K \text{ или } K = \frac{P_1 v_1}{P_2 v_2}, \qquad (2.77)$$

где K — степень сжимаемости — безразмерный опытный коэффициент.

Уравнение состояния 1 *кГ* газа или пара, с введением поправки, называемой коэффициентом сжимаемости, имеет вид

$$Pv = RTK' \text{ или } K' = \frac{Pv}{RT}, \tag{2.78}$$

где K' — опытный коэффициент сжимаемости, численно равный степени сжимаемости.

Удельный вес газа с учетом коэффициента сжимаемости

$$\gamma = \frac{\mu}{22{,}4 \cdot K}, \tag{2.79}$$

где μ — молекулярный вес,

K — коэффициент сжимаемости.

Значения коэффициентов сжимаемости для газов приведены графически на рис. 2.2—2.12 и в табл. 2.18.

Таблица 2.18

Коэффициенты сжимаемости для метана с учетом коэффициентов термического расширения

Давление, *атм*	Температура, °C					
	−70	−50	−25	0	+25	50
1	0,7410	0,8150	0,9075	1,0000	1,0922	1,1845
10	0,6985	0,7785	0,8803	0,9785	1,0733	1,1780
20	0,6473	0,7402	0,8493	0,9543	1,0549	1,1590
30	0,5910	0,6991	0,8183	0,9303	1,0373	1,1412
40	0,5244	0,6547	0,7873	0,9065	1,0198	1,1284
50	0,4425	0,6069	0,7553	0,8833	1,0034	1,1152
60	0,3366	0,5551	0,7243	0,8611	0,9871	1,1020
80	0,2556	0,4604	0,6651	0,8192	0,9569	1,0806
100	0,2808	0,4088	0,6167	0,7853	0,9319	1,0636
120	0,3175	0,4095	0,5877	0,7604	0,9126	1,0498
140	0,3543	0,4304	0,5801	0,7457	0,9003	1,0408
160	0,3915	0,4601	0,5891	0,7426	0,8949	1,0367
180	0,4288	0,4924	0,6079	0,7482	0,8970	1,0373
200	0,4656	0,5269	0,6319	0,7631	0,9048	1,0437

Примечание: Данными таблицы можно пользоваться при установлении коэффициентов сжимаемости природных газов чисто газовых месторождений при содержании в них метана более 95%.

При отсутствии экспериментальных данных по сжимаемости каких-либо газов коэффициент K может быть найден на основании закона соответственных состояний.

На рис. 2.13—2.15 приведены графики коэффициентов сжимаемости в зависимости от приведенных температур и давлений, построенные по усредненным экспериментальным данным для двадцати различных газов.

Отклонение значения коэффициентов K, найденных по $T_{пр}$ и $P_{пр}$ от экспериментальных величин составляет в среднем $\pm 2\%$.

Коэффициенты сжимаемости газовых смесей определяются по экспериментальным данным либо расчетным путем по закону адитивности.

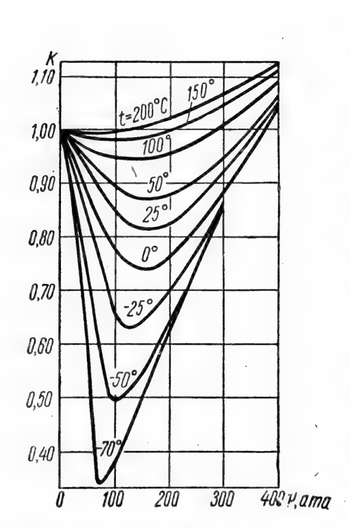


Рис. 2.2. Коэффициенты сжимаемости метана.

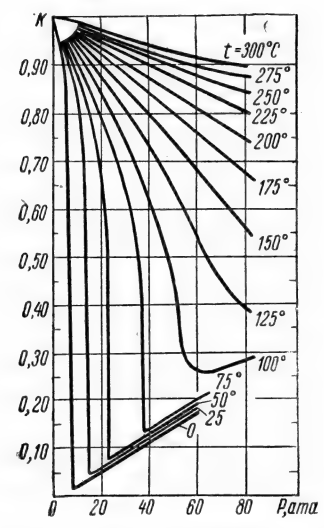


Рис. 2.3 Коэффициенты сжимаемости пропилена.

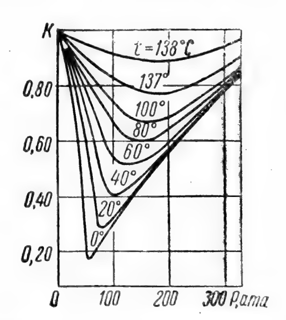


Рис. 2.4. Коэффициенты сжимаемости этилена.

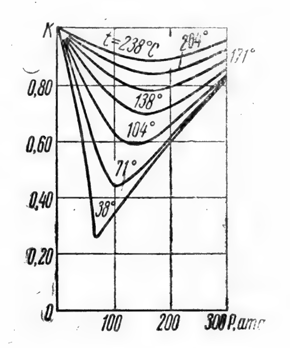


Рис. 2.5. Коэффициенты сжимаемости этана.

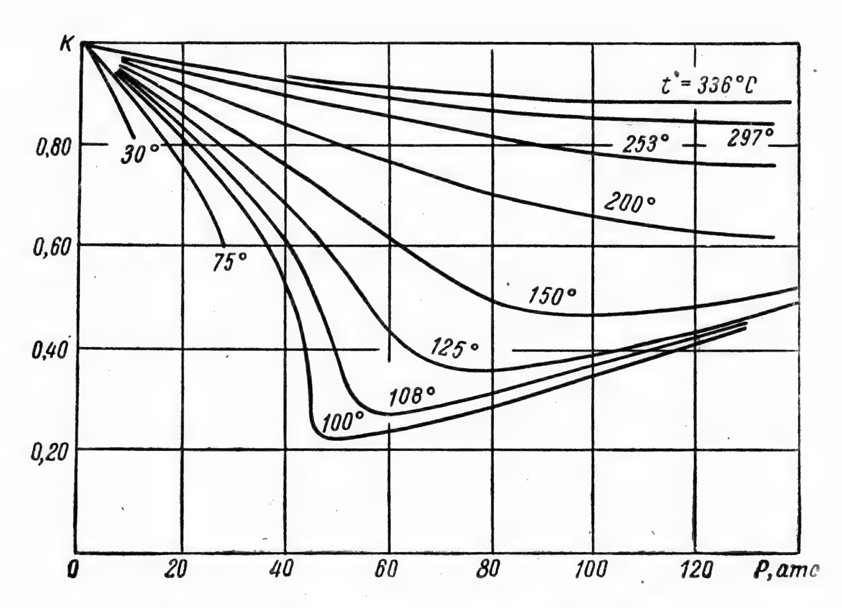


Рис. 2.6. Коэффициенты сжимаемости пропана.

4*

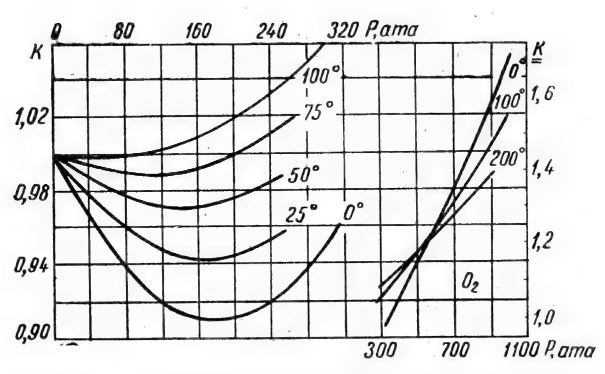


Рис. 2.7. Коэффициенты сжимаемости кислорода.

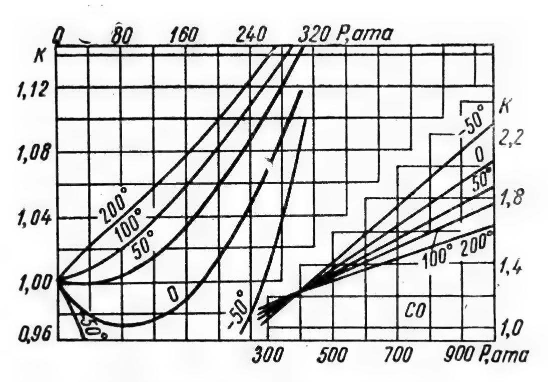


Рис. 2.8. Коэффициенты сжимаемости окиси углерода.

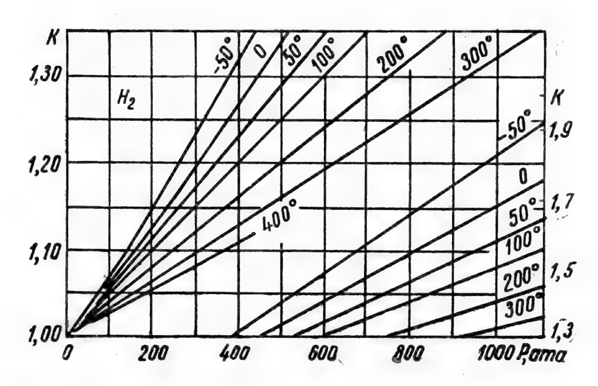


Рис. 2.9. Коэффициенты сжимаемости водорода.

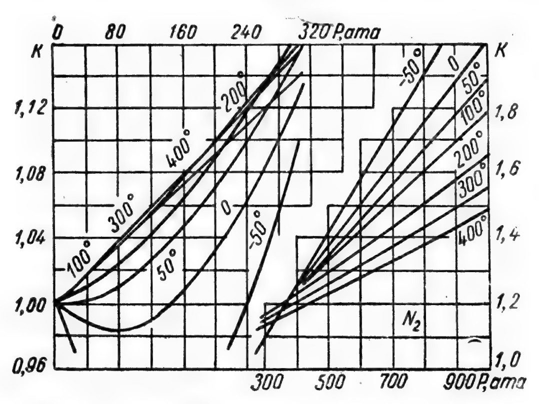


Рис 2.10. Коэффициенты сжимаемости азота.

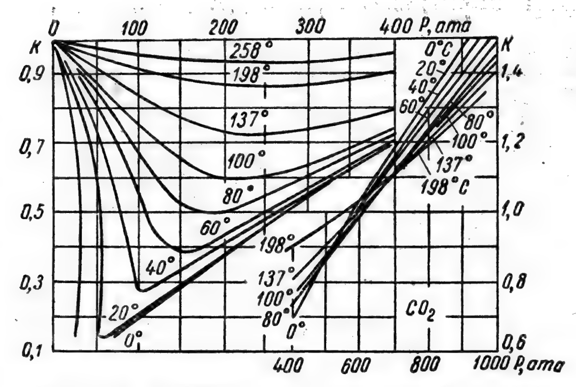


Рис. 2.11. Коэффициенты сжимаемости двуокиси углерода.

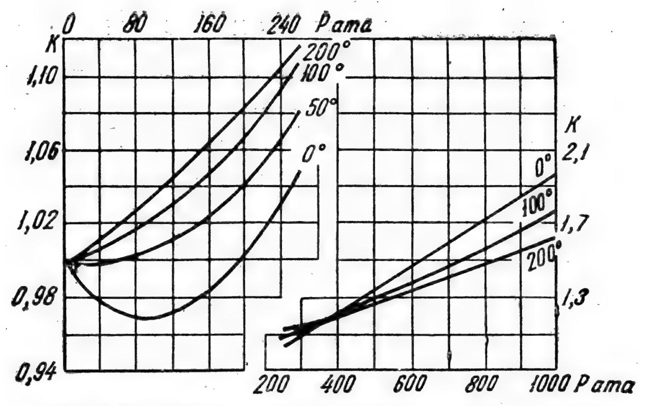


Рис. 2.12. Коэффициенты сжимаемости воздуха.

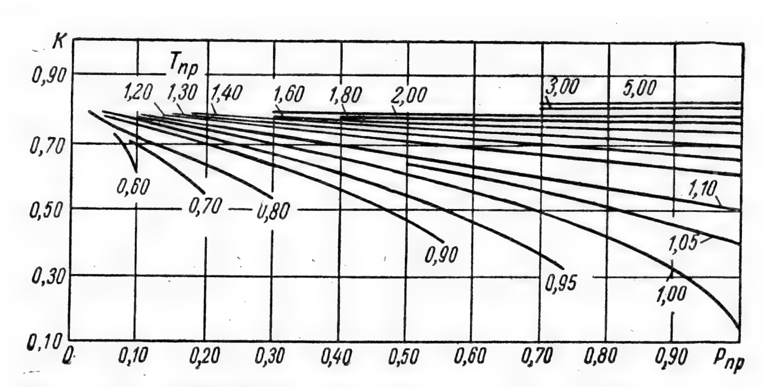


Рис. 2.13. Коэффициенты сжимаемости газов в зависимости от приведенных температур и давлений при $P_{пр} < 1$.

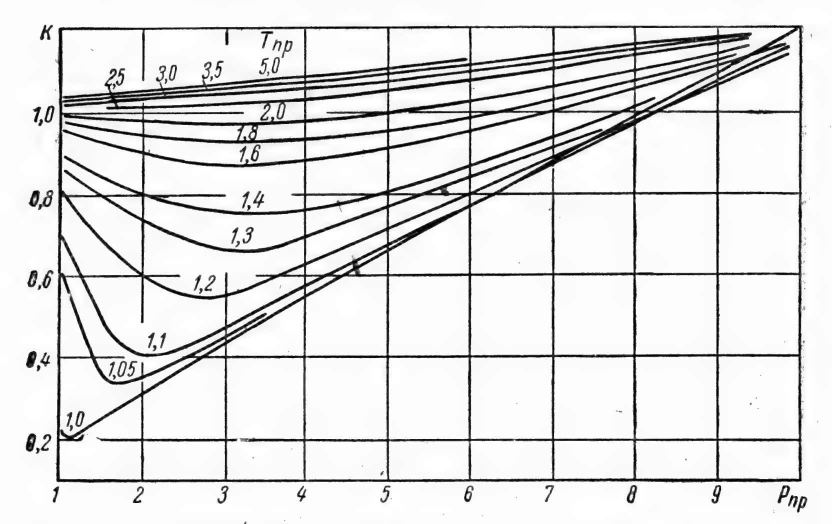


Рис 2.14. Коэффициенты сжимаемости газов в зависимости от приведенных температур и давлений при $1 < P_{пр} \leqslant 10$

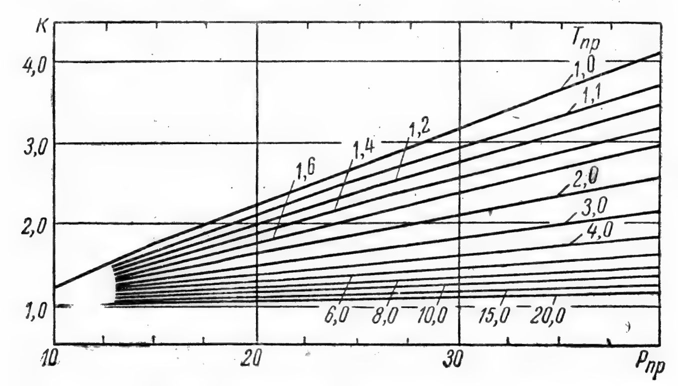


Рис. 2.15. Коэффициенты сжимаемости газов в зависимости от приведенных температур и давлений при $10 < P_{пр} \leqslant 40$.

При этом средние критические параметры смеси газов определяются по формулам:

$$P_{ср.\,кр} = \sum r_i P_{i\,кр}, \quad T_{ср.\,кр} = \sum r_i T_{i\,кр}, \qquad (2.80)$$

где r_i — молярные (объемные) доли компонентов, входящих в смесь;

$P_{i\,кр}$ и $T_{i\,кр}$ — критические давления и температуры отдельных компонентов.

П р и м е р. Определить объем газа (при стандартных условиях), содержащегося в газопроводе диаметром 500 *мм*, если его длина равна 100 *км*, давление в начале 80 *ата*, в конце 40 *ата* и температура газа 0° С.

Состав газа: CH_4 — 90%; C_2H_6 — 5% и C_3H_8 — 5%.

Решение. Среднее давление газа в газопроводе

$$P_{ср} = \frac{2}{3}\left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1+P_2}\right) = \frac{2}{3}\left(80 + \frac{40^2}{80+40}\right) = 62 \ ата.$$

Средние критические параметры газа

Наименование	Объемный состав газа	Критические температуры компонентов, °K	Критические давления компонентов, *ата*	Средние критические параметры	
				Температура, °K	Давление, *ата*
Метан	0,9	190,66	45,8	171,0	41,2
Этан	0,05	305,26	48,8	15,2	2,4
Пропан	0,05	369,97	42,1	18,5	2,1
Итого . . .	1,0	—	—	204,7	45,7

Приведенная температура

$$T_{\text{пр}} = \frac{273}{204{,}7} = 1{,}33.$$

Приведенное давление

$$P_{\text{пр}} = \frac{62}{45{,}7} = 1{,}36.$$

Коэффициент сжимаемости K по графику рис. 2.14 равен 0,83. Геометрический объем газопровода

$$V_{\text{г}} = 0{,}785 \cdot 0{,}5^2 \cdot 100\,000 = 19\,600 \text{ м}^3.$$

Количество газа в газопроводе по законам идеального газа, отнесенное к $t = 20°$ C,

$$V_{\text{газа}} = \frac{19600 \cdot 62 \cdot 293{,}16}{273{,}16} = 1{,}3 \cdot 10^6 \text{ ст. м}^3.$$

Действительное количество газа, содержащееся в газопроводе,

$$V_{\text{к}} = \frac{1{,}3 \cdot 10^6}{0{,}83} = 1{,}57 \cdot 10^6 \text{ ст. м}^3.$$

9. Упругость насыщенных паров, константы равновесия и фугативность

Упругость насыщенных паров. Упругостью насыщенных паров жидкости называется давление, при котором жидкость находится в равновесии при данной температуре со своим паром.

При двухфазной системе (пар — жидкость) в условиях равновесия не происходит ни конденсации паров, ни испарения жидкости. Если поддерживать постоянную температуру и сжимать пар, находящийся над жидкостью, то происходит конденсация пара. Наоборот, если увеличивать объем, занимаемый паром, то продолжается испарение жидкости, т. е. переход ее из жидкой фазы в паровую.

Каждой жидкости при определенной температуре соответствует определенная упругость паров, возрастающая с ростом температуры.

Зависимость между упругостью чистых паров и температурой для углеводородов, имеющих применение в газоснабжении, приведена графически на рис. 2.16—2.17 и в табл. 2.19.

Для идеальных паров, состоящих из ряда компонентов, их общая упругость подсчитывается по закону Дальтона (2.53, 2.54) как сумма парциальных упругостей компонентов, входящих в смесь.

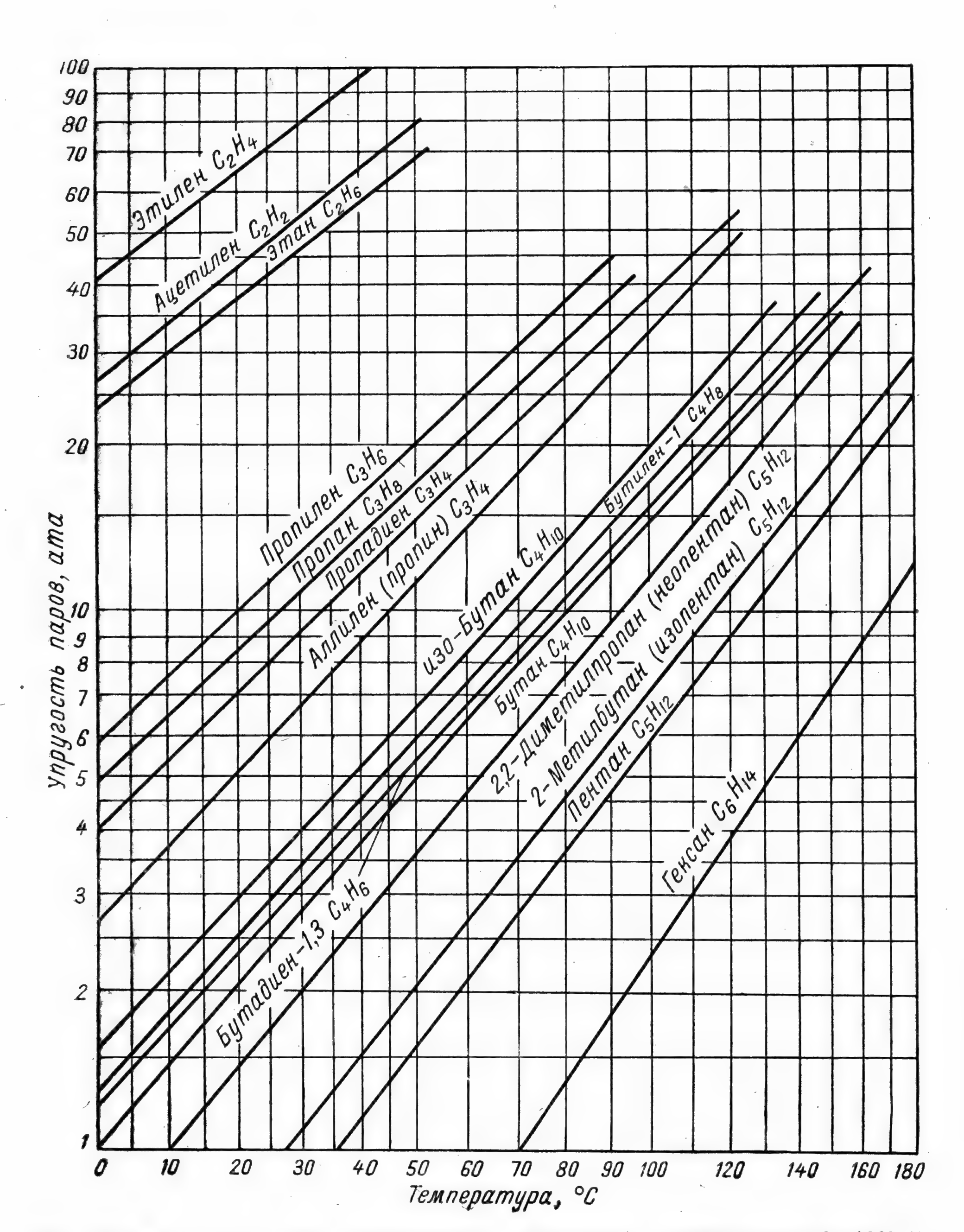


Рис. 2.16. Упругость паров углеводородов в зависимости от температуры (0÷180° С).

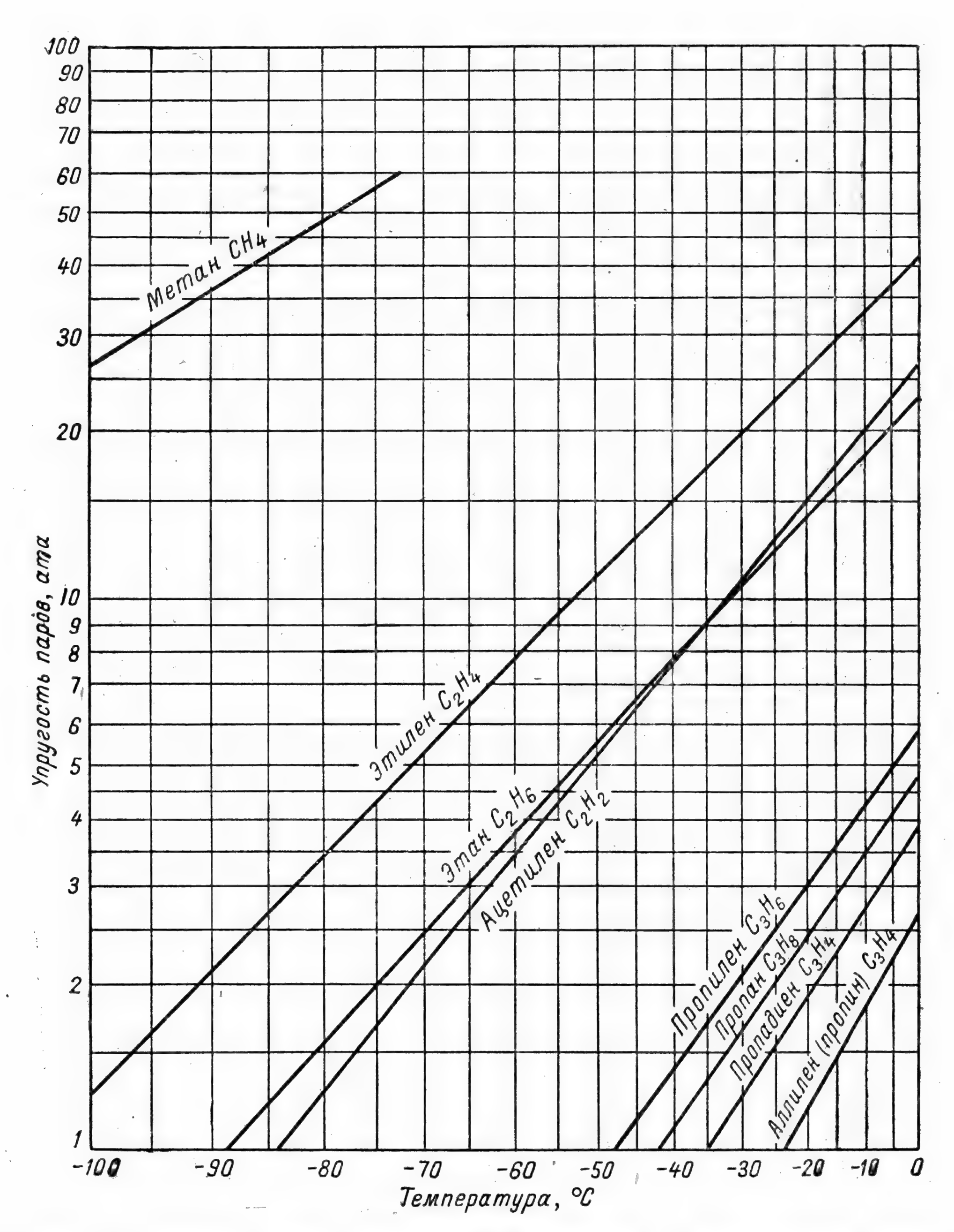


Рис. 2.17. Упругость паров углеводородов в зависимости от температуры (—100÷÷0° С).

Таблица 2.19

Упругость насыщенных паров углеводородов в атмосферах абсолютных

Темпера-рура, °С	Наименование углеводородов								
	Этилен	Этан	Ацети-лен	Про-пан	Пропи-лен	*н*-Бу-тан	*изо*-Бу-тан	Бути-лен-1	Изобу-тилен
—80	3,36	1,55	1,36	0,13	0,17	0,01	0,02	0,02	0,02
—70	5,11	2,46	2,20	0,24	0,32	0,02	0,05	0,03	0,03
—60	7,43	3,73	3,48	0,42	0,55	0,05	0,09	0,07	0,07
—50	10,46	5,44	5,24	0,69	0,90	0,09	0,17	0,12	0,13
—40	14,32	7,67	7,63	1,09	1,41	0,17	0,28	0,21	0,22
—30	19,12	10,50	10,80	1,64	2,11	0,28	0,46	0,36	0,37
—20	24,98	14,00	14,90	2,39	3,04	0,45	0,71	0,56	0,59
—10	32,00	18,31	20,00	3,38	4,24	0,68	1,07	0,86	0,89
0	40,30	23,55	26,30	4,66	5,75	1,02	1,53	1,27	1,30
10	45,10	29,81	34,10	6,29	7,64	1,46	2,15	1,82	1,84
20	65,00	37,21	43,30	8,33	9,97	2,05	2,94	2,52	2,55
30	80,00	45,85	54,20	10,80	12,81	2,79	3,94	3,43	3,45
40	—	54,00	65,00	13,62	16,22	3,73	5,18	4,56	4,58
50	—	65,50	79,00	16,99	20,28	4,90	6,70	5,94	5,98
60	—	—	—	20,96	25,05	6,31	8,52	7,53	7,67
70	—	—	—	25,62	30,60	8,00	10,70	9,47	9,69
80	—	—	—	31,03	36,99	10,00	13,26	11,78	12,09
90		—	—	37,26	44,30	12,34	16,24	14,49	14,89
100	—	—	—	43,50	—	15,09	19,67	17,66	18,14

При этом следует иметь в виду, что упругость насыщенного пара чистого вещества не строго равна его парциальной упругости, когда это вещество находится в смеси в качестве одного из компонентов.

При определении упругостей насыщенных паров углеводородов вне области экспериментальных данных можно пользоваться уравнением

$$\lg P = A - \frac{B}{C + t}, \tag{2.81}$$

где A, B и C — коэффициенты, зависящие от вида углеводорода (их значения приведены в табл. 2.20).

Константы равновесия. Если два или более компонентов образуют идеальный раствор в жидкой фазе и если пары компонентов подчиняются законам идеального газа, система жидкость — пар может быть названа идеальной.

Для такой системы парциальное давление пара любого компонента определяется по закону Дальтона (2.54), если известен состав паровой фазы, или по закону Рауля (2.65), если известен состав жидкой фазы.

Равенство этих двух законов определяет равновесие системы жидкость — пар для любого компонента

по Дальтону $P_i = r_i P$;

по Раулю $P_i = x_i P_i'$

$$r_i P = x_i P_i'$$

Таблица 2.20

Значения коэффициентов A, B и C в уравнении $\lg P = A - \frac{B}{C+t}$ для распространенных сжиженных углеводородов

Наименование углеводородов	Единицы измерения	A	B	C	Пределы температуры, °С		Точность уравнения, %
					от	до	
Метан	*мм* рт. ст.	6,5643	380,22	264,80	—182.5	—161,6	±1,0
	атм	3,9347	437,08	272,66	—161,6	—118,1	±0,3
	атм	4,4352	600,17	298,42	—118,1	—82,1	±0,1
Этан	*мм* рт. ст.	6,8188	661,09	256,50	—140,0	—88,6	±0,2
	атм	4,0955	722,95	265,15	—88,6	—30,0	±0,3
	атм	4.6728	1030,63	312,23	—30,0	+32,3	±0,3
Этилен	*мм* рт. ст.	6,7650	590,34	255,68	—150,0	—103,7	±0,1
	атм	3,9937	624.24	260,01	—103,7	—70,0	±0,3
	атм	4,3250	768.26	282,43	—70	+9,5	±1,5
Ацетилен	*мм* рт. ст.	4,6908	925,59	283,05	—82,0	+35,0	±2,0
Пропан	*мм* рт. ст.	6,8305	813,86	248,12	—110,0	—42,0	±0,2
	атм	4,4312	1048,90	278,76	—42,0	+28,8	±0,2
	атм	5,7331	1578,21	360.65	+28,8	+96,8	±2,0
Пропилен	*мм* рт. ст.	6,8566	798,46	248,58	—110,0	—47,7	±0,2
	атм	3,7673	712,19	236,80	—47,7	0,0	±1,0
	атм	4,6988	1220,33	309,80	0,0	+91,4	±1,0
н-Бутан	*мм* рт. ст.	6,8803	986,10	242,55	—80	—0,5	±0,3
	атм	4,1125	1030,34	251,04	—0,5	+75,0	±1,0
	атм	4,7690	1513,30	321,49	+75,0	+150	±1,0
изо-Бутан	*мм* рт. ст.	6,8282	916,05	243,78	—90,0	—11,7	±0,2
	атм	4,3061	1120,16	271.85	—11,7	+134,4	±1,0
Бутилен-1	*мм* рт. ст.	6,9251	961,44	243,98	—120,0	+45,0	±1,0
	атм	4,7663	1480.04	320,54	+45,0	+147,2	±2,0
изо-Бутилен	*мм* рт. ст.	6,9257	965,34	245.67	—60,0	—7,0	+1,0
	атм	4,3112	1118,99	266,56	—7,0	+145,0	±0,5

Примечание. Так как lg 760 = 2,8808, то для перехода от миллиметров ртутного столба к атмосферам следует значение коэффициента A уменьшить на 2,8808, а для перехода от атмосфер к миллиметрам ртутного столба увеличить на 2,8808.

или

$$\frac{P_i'}{P} = \frac{r_i}{x_i} = K_i, \qquad (2.82)$$

где P_i — парциальное давление паров компонента;
P_i' — упругость паров чистого компонента при данной температуре;
P — общее давление в системе;
r_i — молярная доля компонента в паровой фазе;
x_i — молярная доля компонента в жидкой фазе;
K_i — константа равновесия системы пар — жидкость.

Определение равновесного состава паровой фазы по заданному составу жидкой фазы производится в два приема. Сначала определяется общая упругость паров жидкой смеси по уравнению

$$P = x_1 P_1' + x_2 P_2' + \ldots x_n P_n', \qquad (2.83)$$

а затем находится концентрация каждого компонента по уравнению

$$r_i = \frac{x_i P_i'}{P}. \tag{2.84}$$

Определение равновесного состава жидкой фазы по известному составу паровой фазы производится в два приема. Сначала определяется общее давление системы по уравнению:

$$P = \frac{1}{\frac{r_1}{P_1'} + \frac{r_2}{P_2'} + \ldots \frac{r_n}{P_n'}}, \tag{2.85}$$

а затем концентрация каждого компонента в жидкой фазе

$$x_i = \frac{r_i P}{P_i'}. \tag{2.86}$$

Количественное решение двухфазной системы производится по уравнениям концентрации, имеющим вид:
для жидкой фазы

$$x_i = \frac{x_i'}{K_i - (K_i - 1) N} \tag{2.87}$$

для паровой фазы

$$r_i = \frac{x_i K_i}{1 + (K_i - 1) N'}, \tag{2.88}$$

где x_i' — общая молярная доля данного компонента в смеси;
N — количество молей компонента в жидкой фазе;
N' — количество молей компонента в паровой фазе.

Пользуясь приведенными уравнениями, составляют материальный баланс многокомпонентной двухфазной системы. Порядок составления материального баланса показан на примере 3.

Примеры. 1. Определить состав смеси равновесной паровой фазы при $t = 20°$ С, если молярный состав жидкой фазы следующий: пропана — 50%, пропилена — 20% и *н*-бутана — 30%.

Решение. Пользуясь данными табл. 2.19, находим по формуле 2.83 общую упругость паров жидкой смеси

$$P = x_1 P_1' + x_2 P_2' + x_3 P_3' = 0{,}5 \cdot 8{,}33 + 0{,}2 \cdot 9{,}97 + 0{,}3 \cdot 2{,}05 = 6{,}77 \ ата.$$

Концентрации (молярные доли) компонентов в равновесной паровой фазе по формуле 2.84.

$$r_1 = \frac{0{,}5 \cdot 8{,}33}{6{,}77} = 0{,}615;$$

$$r_2 = \frac{0{,}2 \cdot 9{,}97}{6{,}77} = 0{,}295;$$

$$r_3 = \frac{0{,}3 \cdot 2{,}05}{6{,}77} = 0{,}090;$$

$$\sum r_i = 0{,}615 + 0{,}295 + 0{,}09 = 1{,}0.$$

2. Определить состав смеси равновесной жидкой фазы при $t = 30°$ C, если известно, что молярный состав паровой фазы следующий: пропана 90%, *н*-бутана 10%.

Решение. Пользуясь данными табл. 2.19, находим общее давление системы по формуле 2.85

$$P = \frac{1}{\frac{r_1}{P_1'} + \frac{r_2}{P_2'}} = \frac{1}{\frac{0,9}{10,8} + \frac{0,1}{2,79}} = 8,4 \text{ ата}.$$

Концентрации компонентов в равновесной жидкой фазе по формуле 2.86

$$x_1 = \frac{0,9 \cdot 8,4}{10,8} = 0,7;$$

$$x_2 = \frac{0,1 \cdot 8,4}{2,79} = 0,3;$$

$$\sum x_i = 0,7 + 0,3 = 1,0.$$

3. Смесь, состоящая из сжиженных углеводородов, приведена к давлению 6 *ата* и температуре 30° С. Составить материальный баланс распределения на жидкую и паровую фазы, если известно, что молярный состав смеси следующий: пропана — 50%, *н*-бутана — 20%, изобутана 30%.

Решение. Упругость паров смеси при температуре 30° С и при условии, что вся смесь находится в жидкой фазе $P = 0,5 \cdot 10,8 + 0,2 \cdot 2,79 + 0,3 \cdot 3,94 = 7,05$ *ата*.

Так как смесь приведена к давлению 6 *ата*, то часть ее будет находиться в парах над жидкостью.

Константы равновесия для компонентов взятой смеси по формуле 2.82

$$K_1 = \frac{P_1'}{P} = \frac{10,8}{6} = 1,8;$$

$$K_2 = \frac{P_2'}{P} = \frac{2,79}{6} = 0,46;$$

$$K_3 = \frac{P_3'}{P} = \frac{3,94}{6} = 0,66.$$

Уравнения концентрации для жидкой фазы по формуле 2.87

$$x_1 = \frac{x_1'}{K_1 - (K_1 - 1) N} = \frac{0,5}{1,8 - 0,8 N};$$

$$x_2 = \frac{0,2}{0,46 + 0,54 N}; \qquad x_3 = \frac{0,3}{0,66 + 0,34 N}.$$

Подбираем величину N с таким расчетом, чтобы

$$x_1 + x_2 + x_3 = 1.$$

Результаты подбора сведены в следующую таблицу:

N	0,6	0,5	0,4	0,48
x_1	0,379	0,357	0,338	0,354
x_2	0 256	0,274	0,296	0,280
x_3	0,348	0,362	0,378	0,366
Σx_i	0,983	0,993	1,012	1,000

Молярные концентрации компонентов в паровой фазе при $N' = 1 - N = 1 - 0{,}48 = 0{,}52$

$$r_1 = \frac{0{,}5 - 0{,}354 \cdot 0{,}48}{0{,}52} = 0{,}63;$$

$$r_2 = \frac{0{,}2 - 0{,}28 \cdot 0{,}48}{0{,}52} = 0{,}12;$$

$$r_3 = \frac{0{,}3 - 0{,}366 \cdot 0{,}48}{0{,}52} = 0{,}25.$$

Материальный баланс при заданных условиях $P = 6$ *ата* и $t = 30°$ С на 1 моль исходной смеси

Наименование компонентов	Исходная смесь		По молям				По весу, *кГ*	
			Жидкость		Пар			
	Моли	Вес, *кГ*	Молярная концентрация	Моли	Молярная концентрация	Моли	Жидкая фаза	Паровая фаза
Пропан	0,5	22,0	0,354	0,17	0,63	0,33	7,5	14,5
н-Бутан	0,2	11,6	0,280	0,13	0,12	0,06	7,5	3,5
изо-Бутан	0,3	17,4	0,366	0,18	0,25	0,13	10,4	7,6
Итого:	1,0	51,0	1,0	0,48	1,0	0,52	25,4	25,6

Фугативность (летучесть). Равенство 2.82 справедливо для идеальных систем. Применение его к углеводородным смесям ограничивается, так как такие смеси отличаются от идеальных, даже при относительно невысоком равновесном давлении в системе жидкость — пар.

Эксперименты показывают, что действительная упругость паров углеводородов (и других соединений) зависит от температуры и от давления, т. е. является функцией P и T.

Эта исправленная упругость паров называется фугативностью и измеряется в тех же единицах давления, в которых измеряется упругость.

Заменяя в уравнениях (2.54) и (2.65) упругость паров фугативностью и преобразовывая их, получим

$$f_i = f_P r_i = f_{P_i}' x_i$$

или

$$\frac{r_i}{x_i} = \frac{f_{P_i}'}{f_P} = K_i', \tag{2.89}$$

где f_i — фугативность компонента в любой фазе системы;

f_{P_i}' — фугативность чистого компонента в жидкой фазе при упругости

паров чистого компонента, соответствующей равновесной температуре системы;

f_P — фугативность паров чистого компонента при равновесных температуре и давлении системы.

Уравнение (2.89) пригодно для расчета системы жидкость — пар до давлений 20—25 *ата*, в то время как уравнение (2.82) дает данные, согласовывающиеся с практикой при давлениях 2—10 *ата* (в зависимости от состава смеси).

Отношение фугативности к упругости паров чистых углеводородов можно определить как функцию приведенных температуры и давления по графику рис. 2.18 и 2.19.

Пользуясь этим графиком, определяют упругость реального пара смесей углеводородов и состав пара, находящегося при данной температуре системы в равновесии с жидкой фазой, и рассчитывают состав жидкости при данном составе паров. Порядок расчета изложен в приведенном ниже примере.

Пример. Определить упругость паров смеси углеводородов и их состав при $t = 40°$ С по известному молярному составу жидкости, содержащей этана — 1,6%, пропана — 96,4% и изобутана — 2,0%.

Сначала определяем фугативность чистых компонентов в жидкой фазе $f_{P_1'}$, пользуясь для этого данными табл. 2.19 и графиками рис. 2.18 и 2.19.

Для этана: упругость паров (табл. 2.19) = 54 *ата*; критическое давление (табл. 2.17) = 48,2 *ата*; критическая температура (табл. 2.17) = 32,3° С.

Приведенное давление

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{кр}}} = \frac{54,0}{48,2} = 1,12.$$

Приведенная температура

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{кр}}} = \frac{273,16 + 40}{273,16 + 32,3} = 1,02.$$

По графику (рис. 2.18)

$$f_{P_1}' : P = 0,63,$$

откуда

$$f_{P_1}' = 0,63 \cdot 54,0 = 34,0 \text{ ата}.$$

Для пропана: $P = 13,62$ *ата*; $P_{\text{кр}} = 42,1$ *ата*; $t_{\text{кр}} = 96,81°$ С.

$$P_{\text{пр}} = \frac{13,62}{42,1} = 0,32;$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{273,16 + 40}{273,16 + 96,81} = 0,85.$$

По графику (рис. 2.18) f_{P_2}': $P = 0,79$ или $f_{P_2}' = 0,79 \cdot 13,62 = 10,7$ *ата*.

Для изобутана: $P = 5,18$ *ата*; $P_{\text{кр}} = 36,5$; $t_{\text{кр}} = 133,7°$ С.

$$P_{\text{пр}} = \frac{5,18}{36,5} = 0,144;$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{273,16 + 40}{273,16 + 133,7} = 0,77.$$

По графику (рис. 2.18) f_{P_3}': $P = 0,88$ или $f_{P_3}' = 0,88 \cdot 5,18 = 4,6$ *ата*.

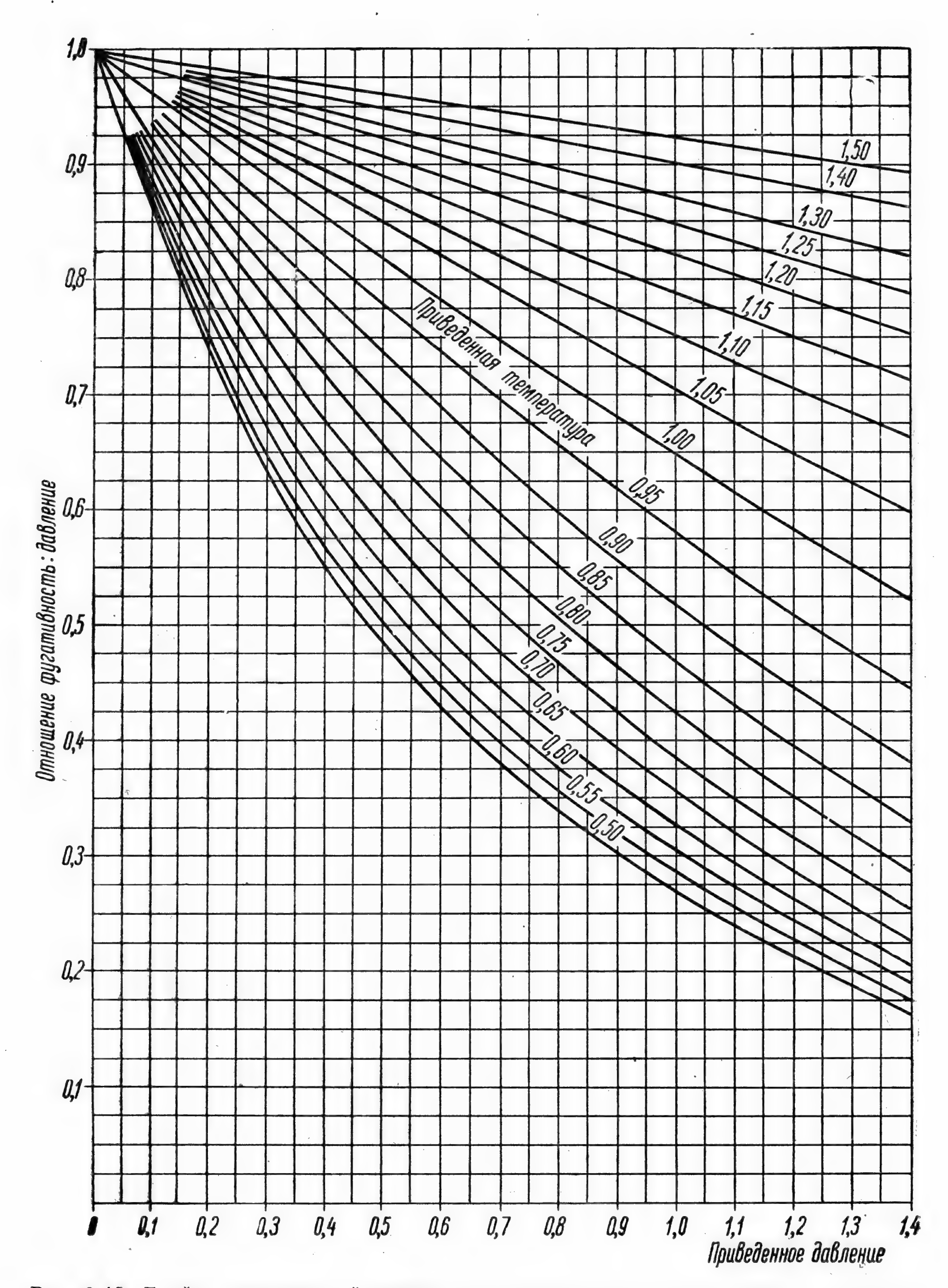


Рис. 2.18. График отношения фугативности к давлению, в зависимости от приведенных температур и давлений при $P_{пр} \leqslant 1,4$.

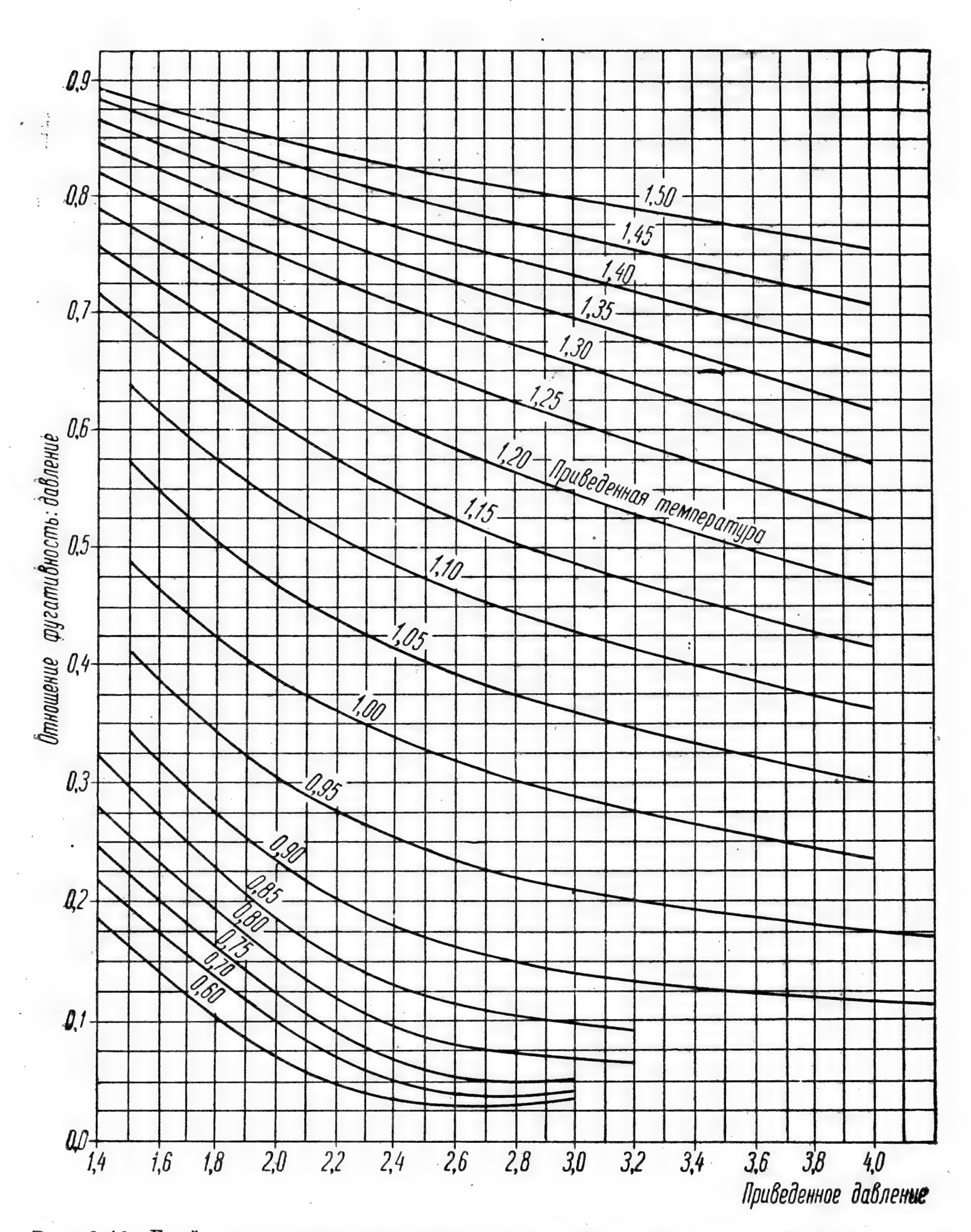


Рис. 2.19. График отношения фугативности к давлению, в зависимости от приведенных температур и давлений при $P_{пр} = 1,4—4,2$.

Так как степень отклонения реальных паров от законов идеального газа неизвестна, определение упругости паров производится подбором, задаваясь общим давлением системы.

Приняв условно для примера общее давление паров $P = 14,5$ *ата*, определяем функции фугативности паров компонентов ($F_i = Pf_{P_i} : f_P$) при этом давлении и температуре 40° С.

Для этана: $T_{пр} = 1,02$; $P_{пр} = \frac{14,5}{48,2} = 0,3$; $f_{P_1} : P = 0,9$; $f_{P_1} = 0,9 \cdot 14,5 = 13,0$; $F_1 = \frac{34,0}{13,0} \cdot 14,5 = 38,0$.

Для пропана: $T_{пр} = 0,85$; $P_{пр} = \frac{14,5}{42,1} = 0,346$; $f_{P_2} : P = 0,75$; $f_{P_2} = 0,75 \cdot 14,5 = 10,9$; $F_2 = \frac{10,7}{10,9} \cdot 14,5 = 14,3$.

Для изобутана: $T_{пр} = 0,77$; $P_{пр} = \frac{14,5}{36,5} = 0,4$; $f_{P_3} : P = 0,69$; $f_{P_3} = 0,69 \cdot 14,5 = 10,0$; $F_3 = \frac{4,6}{10,0} \cdot 14,5 = 6,7$.

Состав пара находим по уравнению:

$$F_i = \frac{Pr_i}{x_i}; \quad r_i = \frac{F_i x_i}{P};$$

при этом

$$\sum r_i = 1,0.$$

Наименование компонентов	Молярный состав жидкой фазы x	$F = Pf_{P_i} : f_P$	$r_i = \frac{F_i x_i}{P}$
Этан	0,016	38,0	0,042
Пропан	0,964	14,3	0,950
изо-Бутан	0,020	6,7	0.009
Итого:	1,00		1,001

Так как Σr_i незначительно отличается от единицы, принятое значение $P = 14,5$ *ата* можно считать верным. Если бы Σr_i отличалось от единицы на большую величину, необходимо было бы задаться другим значением P и расчет повторить вновь.

Упругость паров по законам идеальной системы для приведенного молярного состава должна была составить

$$P = 0,016 \cdot 54,0 + 0,964 \cdot 13,62 + 0,02 \cdot 5,18 = 14,1 \text{ ата вместо } 14,5 \text{ ата}.$$

Состав паров для идеальной системы

Наименование компонентов	Молярный состав жидкой фазы x	Упругость паров чистых компонентов при $t = 40°$ С P_i'	Молярная доля компонентов в паровой фазе $r_i = \frac{x_i P_i'}{P}$
Этан	0,016	54,0	0,062
Пропан	0,964	13,62	0,930
изо-Бутан	0,020	5,18	0,008
Итого:	1,00	—	1,00

10. Удельные веса сжиженных газов и равновесных с ними паров

В технических расчетах, связанных с разделением газовых смесей, транспортом, хранением и использованием сжиженных газов, необходимо знать удельные веса жидкой и равновесной с ней паровой фаз.

Значения удельных весов сжиженных углеводородов парафинового ряда и равновесных с ними паров приведены в табл. 2.21.

При пользовании этими данными необходимо иметь в виду, что они относятся к насыщенным парам, находящимся над жидкостью в замкнутом объеме при указанных в табл. 2.21 температурах и давлениях, соответствующих данным табл. 2.19.

Значения удельных весов сжиженных углеводородов олефинового ряда приведены в табл. 2.22

По данным табл. 2.21 и 2.22 могут определяться коэффициенты теплового расширения сжиженных углеводородов по уравнению

$$\gamma_1 = \gamma\,[1 + K\,(t - t_1)], \qquad (2.90)$$

где K — коэффициент теплового (объемного) расширения жидкой фазы.

Таблица 2.21

Зависимость удельного веса и удельного объема пропана, *изо*-бутана и *н*-бутана от температуры

Температура, °C	Пропан				*изо*-Бутан				*н*-Бутан			
	Удельный объем		Удельный вес		Удельный объем		Удельный вес		Удельный объем		Удельный вес	
	жидкости, *л/кГ*	пара, *м³/кГ*	жидкости, *кГ/л*	пара, *кГ/м³*	жидкости, *л/кГ*	пара, *м³/кГ*	жидкости, *кГ/л*	пара, *кГ/м³*	жидкости, *л/кГ*	пара, *м³/кГ*	жидкости, *кГ/л*	пара, *кГ/м³*
—60,0	1,661	0,925	0,606	1,11	—	—	—	—	—	—	—	—
—55,0	1,674	0,744	0,598	1,36	—	—	—	—	—	—	—	—
—50,0	1,682	0,587	0,593	1,81	—	—	—	—	—	—	—	—
—45,5	1,705	0,484	0,587	2,07	—	—	—	—	—	—	—	—
—40,0	1,728	0,382	0,581	2,61	—	—	—	—	—	—	—	—
—34,5	1,744	0,310	0,575	3,25	—	—	—	—	—	—	—	—
—30,0	1,763	0,261	0,565	3,87	1,613	0,711	0,619	1,49	—	—	—	—
—25,0	1,782	0,215	0,559	4,62	1,645	0,587	0,610	1,65	—	—	—	—
—20,0	1,798	0,182	0,553	5,48	1,662	0,490	0,606	1,96	—	—	—	—
—15,0	1,820	0,154	0,548	6,40	1,680	0,400	0,600	2,50	1,630	0,623	0,615	1,602
—10,0	1,839	0,132	0,542	7,57	1,686	0,332	0,594	3,04	1,638	0,515	0,611	1,947
—5,0	1,863	0,113	0,535	9,05	1,708	0,276	0,588	3,59	1,651	0,424	0,605	2,100
0	1,885	0,097	0,527	10,34	1,727	0,233	0,582	4,31	1,668	0,354	0,600	2,820
5,0	1,914	0,084	0,521	11,90	1,747	0,201	0,576	5,07	1,682	0,304	0,596	3,350
10,0	1,941	0,074	0,514	13,60	1,761	0,169	0,570	5,92	1,695	0,254	0,591	3,940
15,0	1,966	0,064	0,507	15,51	1,780	0,140	0,565	6,95	1,713	0,215	0,583	4,650
20,0	1,992	0,056	0,499	17,74	1,814	0,125	0,560	7,94	1,727	0,186	0,578	5,390
25,0	2,020	0,050	0,490	20,15	1,827	0,108	0,553	9,21	1,744	0,161	0,573	6,180
30,0	2,056	0,044	0,483	22,80	1,844	0,095	0,546	11,50	1,765	0,138	0,568	7,190
35,0	2,090	0,039	0,474	25,30	1,861	0,0824	0,540	13,00	1,781	0,122	0,562	8,170
40,0	2,114	0,034	0,464	28,60	1,878	0,071	0,534	14,70	1,803	0,107	0,556	9,334
45,0	2,166	0,031	0,451	34,50	1,921	0,063	0,527	16,80	1,824	0,095	0,549	10,571
50,0	2,216	0,027	0,446	36,80	1,956	0,056	0,520	18,94	1,844	0,082	0,542	12,10
55,0	2,266	0,025	0,437	40,22	1,985	0,050	0,513	20,56	1,870	0,073	0,536	12,68
60,0	2,320	0,0224	0,434	44,60	2,020	0,0443	0,505	24,20	1,888	0,065	0,532	15,400

Сжиженные углеводороды имеют весьма высокий коэффициент объемного расширения. Это необходимо учитывать при заполнении сосудов, оставляя необходимый объем для паровой фазы.

Таблица 2. 22

Зависимость удельного веса сжиженных олефиновых углеводородов от температуры

Температура, °С	Удельный вес, *кГ/л*				
	этилена	пропилена	бутилена-1	бутилена-2	*изо*-бутилена
—40	0,461	0,599	0,670	0,674	0,663
—35	0,454	0,594	0,664	0,669	0,659
—30	0,443	0,589	0,656	0,665	0,654
—25	0,431	0,582	0,647	0,661	0,649
—20	0,416	0,574	0,641	0,654	0,642
—15	0,400	0,567	0,634	0,648	0,636
—10	0,381	0,561	0,629	0,642	0,630
— 5	0,363	0,552	0,624	0,637	0,625
0	0,335	0,545	0,619	0,628	0,616
5		0,538	0,612	0,624	0,612
10		0,531	0,606	0,620	0,608
15		0,524	0,600	0,616	0,602

Опытные коэффициенты объемного расширения для распространенных углеводородов, керосина и воды приведены в табл. 2.23.

Таблица 2. 23

Коэффициент объемного расширения сжиженных углеводородов, керосина и воды

Наименование продукта	Коэффициент объемного расширения газов при 15° С	Среднее значение коэффициента объемного расширения в интервале	
		от —20 +10° С	от 10 до 40° С
Пропан	0,00306	0,00290	0,00372
Пропилен	0,00294	0,00280	0,00368
Бутан	0,00212	0,00209	0,00220
Бутилен	0,00203	0,00194	0,00210
Керосин	0,00095	—	—
Вода	0,00019	—	—

11. Влажность газов

Все виды газов в реальных условиях содержат в том или ином количестве водяной пар.

При данных условиях температуры и давления содержание водяных паров в газе ограничено определенным пределом. Пары воды могут насыщать газ только до их предельного давления, которое равно упругости насыщенного водяного пара при данной температуре.

Если содержание водяных паров выше этого предела, то избыточное количество водяных паров конденсируется, т. е. переходит в жидкую фазу.

Различают влажность абсолютную и относительную.

Под абсолютной влажностью или влагосодержанием понимается весовое количество водяных паров в единице объема или веса газа. Наиболее часто его выражают в граммах на 1 $м^3$ или в граммах на 1 *кГ* газа.

Относительная влажность или степень насыщения газа водяным паром представляет отношение фактически содержащегося в газе количества водяного пара, к максимально возможному содержанию его при данных температуре и давлении и выражается как в долях единицы, так и в процентах.

Относительная влажность газа φ может быть определена так же как отношение парциального давления находящихся в газе паров $P_п$ к давлению насыщенного пара P' при той же температуре

$$\varphi = \frac{P_п}{P'} .$$

Газ считается насыщенным водяным паром, если $P_п = P'$, т. е. $\varphi = 1$.

Температура, при которой влажный газ насыщается водяными парами, носит название точки росы данного газа.

Содержание в газе водяных паров с состоянии насыщения ($\varphi = 1$) и их упругость в зависимости от температуры приведены в табл. 2.24.

Таблица 2. 24

Упругость водяных паров и влагосодержание в состоянии насыщения

Т-ра, °С	Упругость водяных паров, *мм* рт. ст.	Содержание водяных паров, $Г/м^3$	Т-ра, °С	Упругость водяных паров, *мм* рт. ст.	Содержание водяных паров, $Г/м^3$	Т-ра, °С	Упругость водяных паров, *мм* рт. ст.	Содержание водяных паров, $Г/м^3$
—30	0,28	0,33	—2	3,88	4.13	26	25,21	24,4
—29	0,31	0.37	—1	4,22	4.47	27	26 74	25,8
—28	0.35	0,41	0	4,58	4,84	28	28,35	27,2
—27	0 38	0,46	1	4,93	5,22	29	30,04	28,7
—26	0,43	0,51	2	5,29	5,60	30	31,82	30,3
—25	0,47	0.55	3	5,69	5,98	31	33,70	32,1
—24	0,52	0,60	4	6,10	6,40	32	35,66	33,9
—23	0,58	0.66	5	6,54	6,84	33	37,73	35,7
—22	0,64	0,73	6	7,01	7,3	34	39,90	37,6
—21	0,70	0,80	7	7.51	7,8	35	42,18	39,6
—20	0,77	0 88	8	8.05	8,3	36	44,56	41,8
—19	0.85	0,96	9	8,61	8,8	37	47,07	44,0
—18	0,94	1,05	10	9,21	9,4	38	49.69	46.3
—17	1,03	1,15	11	9,84	10,0	39	52,44	48,7
—16	1,13	1,27	12	10,52	10,7	40	52,32	51,2
—15	1,24	1,38	13	11,23	11,4	45	71,88	65,4
—14	1.36	1,51	14	11,99	12,1	50	92,5	83,0
—13	1 49	1,65	15	12,79	12,8	55	118,0	104,3
—12	1,63	1,80	16	13,63	13,6	60	149,4	130
—11	1,78	1,96	17	14,53	14.5	65	187 5	161
—10	1,95	2,14	18	15.48	15,4	70	233,7	198
— 9	2.13	2,33	19	16.48	16,3	75	289,1	242
— 8	2 32	2,54	20	17,54	17,3	80	355,1	293
— 7	2,53	2.76	21	18,65	18.3	85	433,6	354
— 6	2,76	2 99	22	19 83	19,4	90	525,8	424
— 5	3,01	3.24	23	21,07	20.6	95	633,9	505
— 4	3,28	3,51	24	22,38	21,8	100	760,0	598
— 3	3,57	3,81	25	23,76	23,0	—	—	—

Эти данные справедливы для воздуха, находящегося при атмосферном или близком к нему давлении.

Опытами установлено, что содержание водяных паров в других газах несколько отличается от величин, приведенных в табл. 2.24, и зависит как

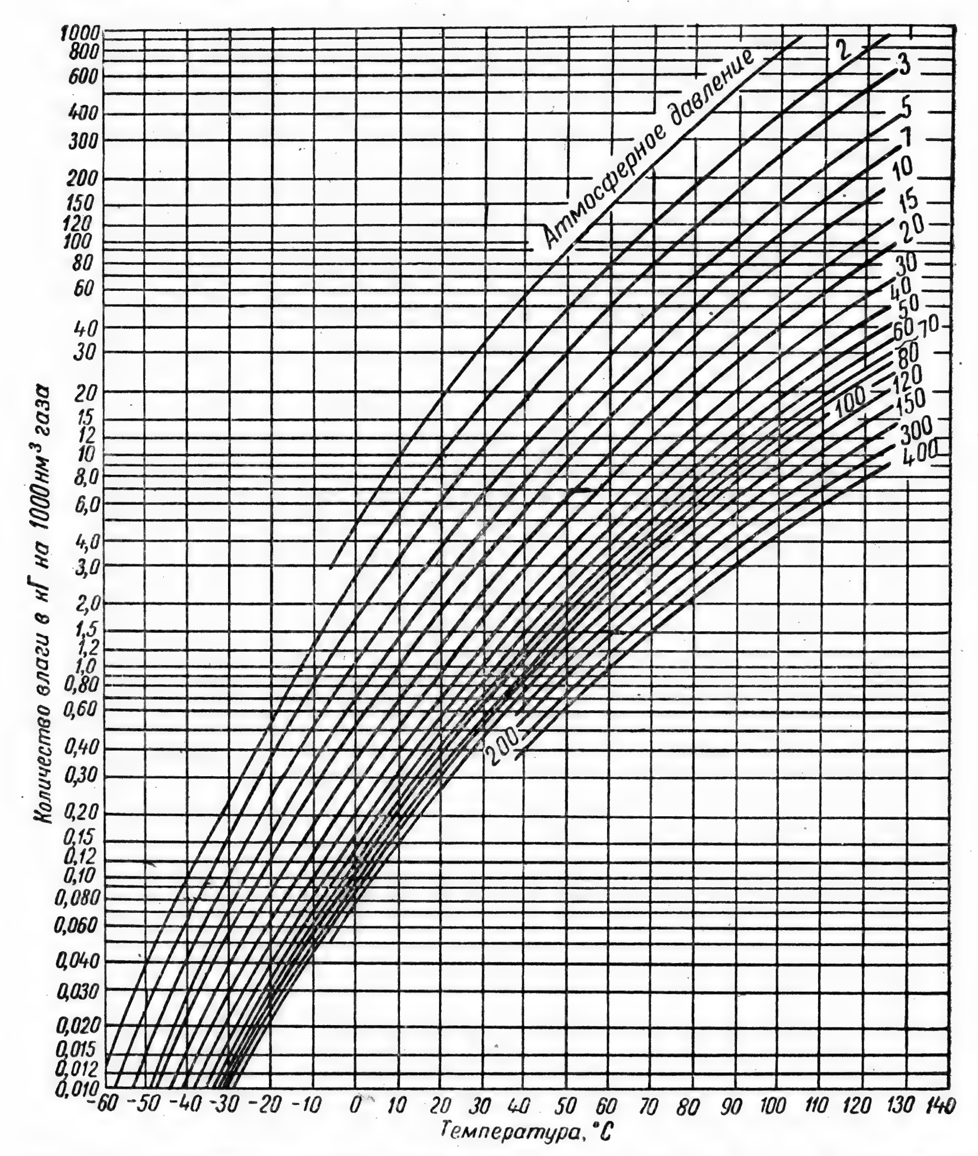


Рис. 2.20. Содержание водяных паров в природных газах при $\varphi = 1$ в зависимости от температуры и давления.

от состава газа, так и от того давления, под которым он находится. Наименьшие отклонения от табличных данных свойственны двух- и трехатомным газам, а наибольшие — углеводородам, особенно с высоким содержанием углерода.

Учитывая недостаточность экспериментальных материалов в практических расчетах, данными табл. 2.24 пользуются при определении влаго-

содержания всех видов газов (исключая углеводороды) в том случае, если эти газы находятся под давлением, близким к атмосферному.

Определение влагосодержания углеводородных и других газов, если они находятся под давлением, значительно отличающимся от атмосферного, производится по графику рис. 2.20, составленному для природных газов при условии вычисления объема газа по законам идеального газа.

Для реальных газов целесообразно вводить поправку на сжимаемость, имея при этом в виду, что упругость насыщающих газ паров и абсолютная влажность не зависят от объема газа, так как при уменьшении объема часть пара переходит в жидкость.

В практике приходится производить пересчет объема влажных газов на сухие при нормальных или стандартных условиях. Эти расчеты могут быть выполнены по формулам:

$$V_{0^\circ\,760\,\text{сух}} = V_{\text{вл}} \frac{273{,}16}{273{,}16+t} \cdot \frac{P-P_{\text{п}}}{760}\ \textit{нм}^3, \tag{2.91}$$

$$V_{20^\circ\,760\,\text{сух}} = V_{\text{вл}} \frac{293{,}16}{273{,}16+t} \cdot \frac{P-P_{\text{п}}}{760}\ \textit{ст. м}^3, \tag{2.92}$$

где $V_{\text{сух}}$ — объем сухого газа при нормальных или стандартных условиях, *нм*³, *ст. м*³;
$V_{\text{вл}}$ — объем влажного газа (при температуре t °С и давлении P *мм* рт. ст.), *м*³;
P — общее давление влажного газа, *мм* рт. ст.;
$P_{\text{п}}$ — парциальное давление (упругость) водяных паров при температуре t °С, *мм* рт. ст.;
t — температура влажного газа, °С.

При различного рода измерениях и расчетах приходится определять удельный вес влажного газа в рабочем состоянии (P и T) по удельным весам сухой части газа и водяного пара при его парциальном давлении. Эти расчеты могут быть произведены по формулам:

$$\gamma = \gamma_{\text{сг}} + \gamma_{\text{вп}}, \tag{2.93}$$

при этом

$$\gamma_{\text{сг}} = \gamma_{\text{н}} \frac{P - \varphi P_{\text{вп max}}}{P_{\text{н}}} \cdot \frac{T_{\text{н}}}{TK}\ \textit{кГ/м}^3 \tag{2.94}$$

и

$$\gamma_{\text{вп}} = \varphi \gamma_{\text{вп max}}, \tag{2.95}$$

где $\gamma_{\text{сг}}$ — удельный вес сухой части влажного газа при ее парциальном давлении и температуре T, *кГ/м*³;
$\gamma_{\text{вп}}$ — удельный вес водяного пара при его парциальном давлении и температуре T, *кГ/м*³;
$\gamma_{\text{н}}$ — удельный вес сухого газа при нормальных условиях, *кГ/нм*³;
$\gamma_{\text{вп max}}$ — максимальный возможный удельный вес водяного пара при давлении P и температуре T, *кГ/м*³;
$P_{\text{вп max}}$ — максимальное возможное давление водяного пара при температуре T (в тех же единицах, что P и $P_{\text{н}}$);
φ — относительная влажность газа в рабочем состоянии, в долях единицы, т. е. отношение удельного веса водяного пара во влажном газе при P и T к максимально возможному удельному весу пара при тех же условиях.

Если рабочая температура газа t не превышает температуры насыщения $t_{нас}$, соответствующей рабочему давлению P (что обычно и имеет место в практике), то $\gamma_{вп\,max} = \gamma_{нп}$ и $P_{вп\,max} = P_{нп}$. При этом $\gamma_{нп}$ и $P_{нп}$ — соответственно удельный вес и давление насыщенного водяного пара. Значения этих величин приведены в табл. 2.25.

Примеры.

1. Определить объем сухого газа при нормальных условиях, если измеренный объем влажного газа при $t = 50°$ С и $P = 800$ *мм* рт. ст. составил 1000 $м^3$. Относительная влажность газа $\varphi = 0{,}5$.

Решение. Из табл. 2.24 находим, что упругость насыщенных водяных паров при $t = 50°$ С составляет $P' = 92{,}5$ *мм* рт. ст.

Парциальное давление паров составляет:

$$P_п = \varphi P' = 0{,}5 \cdot 92{,}5 = 46{,}25 \text{ мм рт. ст.}$$

Объем сухого газа при $t = 0°$ С и $P = 760$ *мм* вод. ст. по формуле 2.91

$$V_{0°\,760\,сух} = 1000 \cdot \frac{273{,}16}{273{,}16 + 50} \cdot \frac{800 - 46{,}25}{760} = 840 \text{ нм}^3.$$

2. Определить влагосодержание природного газа при $\varphi = 1$, $t = 50°$ С и $P = 10$ *ата*.

Решение. По графику рис. 2.20 находим, что при заданных условиях газ может содержать 9 *кГ* водяных паров на 1000 $нм^3$ газа. По данным табл. 2.24 газ при 50° С и 1 *ата* мог бы содержать влаги 83 *кГ* на 1000 $м^3$, а при 10 *ата* в 10 раз меньше, т. е. 8,3 *кГ*. В действительности газ содержит 9 *кГ*, т. е. на 10,8% больше, чем по табличным данным.

12. Растворимость газов в жидкостях

Растворимость газов в жидкостях зависит от вида газа, природы растворителя, парциального давления газа и температуры. Растворимость газов с повышением парциального давления увеличивается, а с повышением температуры снижается. Растворимость газов характеризуют коэффициентами растворимости β или коэффициентами абсорбции α.

Коэффициентом растворимости β называют число объемов газа (без приведения к нормальным условиям), растворившихся в одном объеме жидкости.

Коэффициентом абсорбции α называют число объемов газа, приведенных к нормальным условиям, которое поглощается одним объемом жидкости при парциальном давлении газа, равном 760 *мм* рт. ст.

Концентрацию растворенного газа в жидкости выражают в граммах или миллиграммах газа в одном литре растворителя или в объемах растворенного газа в одном объеме растворителя.

По закону Генри — Дальтона растворимость газа в жидкости при постоянной температуре прямо пропорциональна парциальному давлению этого газа в смеси над жидкостью при условии, что газ химически не взаимодействует с растворителем.

$$G_i = K_i \cdot P_i, \tag{2.96}$$

где G_i — весовая концентрация данного газа в насыщенном растворе, *Г/л*;
P_i — парциальное давление компонента в газовой фазе, *ата*;
K_i — коэффициент растворимости компонента.

Приведенный закон оправдывается, при относительно небольших давлениях.

t, °C	0		1	
	$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$	$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$
0	0,006228	0,004847	0,006694	0,005189
10	0,012513	0,009398	0,013376	0,01001
20	0,02383	0,01729	0,02534	0,01833
30	0,04325	0,03036	0,04580	0,03205
40	0,07520	0,05115	0,07930	0,05376
50	0,12578	0,08302	0,13216	0,08696
60	0,2031	0,1302	0,2127	0,1360
70	0,3177	0,1982	0,3317	0,2064
80	0,4829	0,2933	0,5028	0,3047
90	0,7149	0,4235	0,7445	0,4388
100	1,0332	0,5977	0,0707	0,6180
110	1,4609	0,8263	1,5106	0,8525
120	2,0245	1,122	2.0895	1,155
130	2,7544	1,496	2,8378	1,539
140	3,685	1,966	3,790	2,018
150	4,854	2,547	4,985	2,612
160	6,302	3,259	6,464	3,338
170	8,076	4,122	8,274	4,218
180	10,225	5,157	10,462	5,271
190	12,800	6,395	13,083	6,532
200	15,857	7,863	16,192	8,024
210	19,456	9,578	19,848	9,765
220	23,659	11,62	24,115	11,84
230	28,531	13,99	29,057	14,25
240	34,140	16,76	34,740	17,06
250	40,56	19,98	41,25	20.33
260	47,87	23,72	48,65	24,13
270	56,14	28,09	57,02	28,56
280	65,46	33,19	66,45	33,74
290	75,92	39,17	77,03	39,81
300	87,61	46,21	88,85	46,98
310	100,64	54,61	102,02	55,53
320	115,13	64,74	116,66	65,85
330	131,18	77,09	132,88	78,51
340	148,96	92,77	150,84	94,58
350	168,63	113,6	170,71	116,1
360	190,42	144,1	192,72	148,1
370	214,68	202,4	217,26	214,0

($\gamma_{нп}$, $кГ/м^3$) **насыщенного водяного пара**

2		3		4	
$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$	$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$	$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$
0,007198	0,005555	0,007723	0,005945	0,008289	0,006357
0,014291	0,01066	0,015261	0,01134	0,016289	0,01206
0,02694	0,01942	0,02863	0,02057	0,03041	0,02177
0,04847	0,03381	0,05128	0,03565	0,05423	0,03758
0,08360	0,05649	0,08809	0,05935	0,09279	0,06234
0,13881	0,09107	0,14575	0,09535	0,15298	0,99980
0,2227	0,1420	0,2330	0,1482	0,2438	0,1546
0,3463	0,2148	0,3613	0,2236	0,3769	0,2326
0,5234	0,3164	0,5447	0,3284	0,5667	0,3408
0,7710	0,4545	0,8004	0,4706	0,8307	0,4873
1,1092	0,6389	1,1489	0,6602	1,1898	0,6821
1,5618	0,8794	1,6144	0,9070	1,6684	0,9354
2,1561	1,189	2,2245	1,225	2,2947	1,261
2,9233	1,582	3,011	1,626	3,101	1,672
3,898	2,072	4,009	2,128	4,122	2,184
5,120	2,678	5,267	2,746	5,397	2,815
6,630	3,418	6,798	3,500	6,970	3,584
8,475	4,315	8,679	4,414	8,888	4,515
10,703	5,388	10,950	5,507	11,201	5,627
13,371	6,671	13,664	6,812	13,962	6,954
16,532	8,188	16,877	8,355	17,228	8,525
20,246	9,960	20,651	10,17	21,061	10,36
24,577	12,06	25,047	12,29	25,523	12,52
29,591	14,51	30,133	14,78	30,682	15,05
35,357	17,36	35,978	17,67	36,607	17,99
41,95	20,68	42,66	21,04	43,37	21,41
49,44	24,54	50,24	24,96	51,05	25,39
57,91	29,04	58,82	29,53	59,73	30,03
67,46	34,30	68,47	34,88	69,50	35,46
78,15	40,47	79,29	41,15	80,44	41,84
90,11	47,76	91,38	48,55	92,66	49,36
103,42	56,47	104,83	57,43	106,25	58,41
118,21	66,99	119,77	68,16	121,35	69,35
134,59	79,96	136,33	81,44	138,08	82,94
152,73	96,43	154,65	98,33	156,59	100,3
172,81	118,7	174,92	121,4	177,07	124,2
195,06	152,4	197,41	156,9	199,80	161,6
219,88	227,0	222,53	244,0	225,22	277,0

t, °C	5		6	
	$p_{нп}$	$\gamma_{нп}$	$p_{нп}$	$\gamma_{нп}$
0	0,008890	0,006793	0,009530	0,007256
10	0,017376	0,01282	0,018527	0,01363
20	0,03229	0,02304	0,03426	0,02437
30	0,05733	0,03960	0,06057	0,04172
40	0,09771	0,06545	0,10284	0,06868
50	0,16051	0,1044	0,16835	0,1092
60	0,2550	0,1613	0,2666	0,1682
70	0,3931	0,2420	0,4098	0,2516
80	0,5894	0,3536	0,6129	0,3668
90	0,8619	0,5045	0,8942	0,5222
100	1,2318	0,7047	1,2751	0,7278
110	1,7239	0,9647	1,7809	0,9950
120	2,3666	1,298	2.4404	1,336
130	3,192	1,718	3,286	1,765
140	4,237	2,242	4,355	2,300
150	5,540	2,886	5,686	2,958
160	7,146	3,670	7,325	3,757
170	9,101	4,617	9,317	4,721
180	11,456	5,750	11,715	5,875
190	14,265	7,098	14,573	7,246
200	17,585	8,696	17,948	8,869
210	21,477	10,56	21,901	10,77
220	26,007	12,76	26,497	13,00
230	31,239	15,32	31,803	15,60
240	37,244	18,31	37,890	18,63
250	44,10	21,78	44,83	22,16
260	51,88	25,83	52,71	26,27
270	60,66	30,53	61,60	31,05
280	70,54	36,05	71,59	36,65
290	81,60	42,54	82,78	43,25
300	93,95	50,20	95,26	51,05
310	107,69	59,42	109,15	60,45
320	122,95	70,56	124,56	71,79
330	139,85	84,47	141,63	86,05
340	158,54	102,3	160,52	104,4
350	179,24	127,1	181,43	130,2
360	202,21	166,7	204,64	172,4
370	—	—	—	—

7		8		9	
$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$	$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$	$P_{нп}$	$\gamma_{нп}$
0,010210	0,007746	0,010932	0,008265	0,011699	0,008815
0,019745	0,01447	0,02103	0,01536	0,02239	0,01630
0,03634	0,02576	0,03853	0,02722	0,04083	0,02875
0,06398	0,04393	0,06755	0,04623	0,07129	0,04864
0,10821	0,07205	0,11382	0,07557	0,11967	0,07923
0,17653	0,1142	0,18504	0,1193	0,19390	0,1247
0,2787	0,1753	0,2912	0,1827	0,3042	0,1903
0,4272	0,2615	0,4451	0,2718	0,4637	0,2824
0,6372	0,3804	0,6623	0,3943	0,6882	0,4087
0,9274	0,5403	0,9616	0,5500	0,9969	0,5781
1,3196	0,7514	1,3654	0,7757	1,4125	0,8007
1,8394	1,025	1,8995	1,056	1,9612	1,089
2,5160	1,375	2,5935	1,415	2,6730	1,455
3,382	1,814	3,481	1.864	3,582	1,914
4,476	2,360	4,599	2,421	4,725	2,484
5,836	3,031	5,989	3,106	6.144	3,182
7,507	3,845	7,693	3,935	7,883	4,027
9,538	4,828	9,763	4,936	9,992	5,045
11,979	6,002	12,248	6,131	12,522	6,262
14,886	7,396	15,204	7,548	15,528	7,704
18,316	9,044	18,690	9,220	19,070	9,398
22,331	10,98	22,767	11,19	23,209	11,40
26,995	13,24	27,499	13,48	28,011	13,74
32,375	15,88	32,955	16,17	33,544	16,46
38,545	18,96	39,208	19,29	39,880	19,63
45,58	22,54	46,33	22,93	47,09	23,33
53,55	26,71	54,40	27,16	55,26	27,62
62,55	31,58	63,51	32,11	64,48	32,65
72,65	37,26	73,73	37,89	74,82	38,53
83,97	43,97	85,17	44,70	86,38	45,45
96,59	51,92	97,93	52,80	99,28	53,70
110,62	61,50	112,11	62,57	113,61	63,65
126,19	73,05	127,84	74,35	129,50	75,70
143,44	87,66	145,26	89,31	147,10	91,01
162,52	106,6	164,53	108,9	166,57	111,2
183,64	133,4	185,88	136,7	188,13	140,3
207,11	178,9	209,60	186,0	212,12	193,8
—	—	—	—	—	—

При высоких давлениях (десятки и сотни атмосфер) коэффициент растворимости уменьшается.

Значения коэффициентов растворимости (абсорбции) α ряда однородных газов в воде в зависимости от температуры приведены в табл. 2.26 и 2.27. При определении растворимости смеси газов следует учитывать, что α указывает на растворимость каждого компонента смеси при его парциальном давлении, равном 760 *мм* рт. ст.

Таблица 2.26

Растворимость неорганических газов (коэффициент абсорбции α) в воде в зависимости от температуры при $P = 760$ *мм* рт. ст. (α *нм*^{3}/*м*^{3}; *ндц*^{3}/*л*; *нсм*^{3}/*см*^{3})

Температура, °С	Азот атмосферный *	Воздух **	Кислород	Водород	Окись углерода	Двуокись углерода	Двуокись серы ***	Сероводород
0	0,02354	0,02885	0,04880	0,02148	0,03537	1,713	79,789	4,670
1	0,02297	0,02813	0,04758	0,02126	0,03455	1,646	77,210	4,522
2	0,02241	0,02742	0,04633	0,02105	0,03375	1,584	74,691	4,379
3	0,02187	0,02674	0,04512	0,02084	0,03297	1,527	72,230	4,241
4	0,02135	0,02609	0,04397	0,02064	0,03222	1,479	69,828	4,107
5	0,02086	0,02547	0,04287	0,02044	0,03149	1,424	67,485	3,977
6	0,02037	0,02486	0,04180	0,02025	0,03078	1,377	65,200	3,852
7	0,01990	0,02428	0,04080	0,02007	0,03009	1,331	62,973	3,732
8	0,01945	0,02372	0,03983	0,01989	0,02942	1,282	60,805	3,616
9	0,01902	0,02319	0,03891	0,01972	0,02878	1,237	58,697	3,505
10	0,01861	0,02268	0,03802	0,01955	0,02816	1,194	56,647	3,399
11	0,01823	0,02220	0,03718	0,01940	0,2757	1,154	54,655	3,300
12	0,01786	0,02174	0,03637	0,01925	0,02701	1,117	52,723	3,206
13	0,01750	0,02129	0,03559	0,01911	0,02646	1,083	50,849	3,115
14	0,01717	0,02088	0,03486	0,01897	0,02593	1,050	49,033	3,028
15	0,01685	0,02048	0,03415	0,01883	0,02543	1,019	47,276	2,945
16	0,01654	0,02009	0,03348	0,01869	0,02494	0,985	45,578	2,865
17	0,01625	0,01972	0,03283	0,01856	0,02448	0,956	43,939	2,789
18	0,01597	0,01937	0,03220	0,01844	0,02402	0,928	42,360	2,717
19	0,01570	0,01904	0,03161	0,01831	0,02360	0,902	40,838	2,647
20	0,01545	0,01871	0,03103	0,01819	0,02319	0,878	39,374	2,582
25	0,01434	0,01727	0,02831	0,01754	0,02142	0,759	32,786	2,282
30	0,01342	0,01607	0,02608	0,01699	0,01998	0,665	27,161	2,037
35	0,01256	0,01504	0,02440	0,01666	0,01877	0,592	22,489	1,831
40	0,01184	0,01415	0,02306	0,01644	0,01775	0,530	18,766	1,660
45	0,01130	0,01352	0,02187	0,01624	0,01690	0,479	—	1,516
50	0,01088	0,01298	0,02090	0,01608	0,01615	0,436	—	1,392
60	0,01023	0,01216	0,01946	0,01600	0,01488	0,359	—	1,190
70	0,00977	0,01156	0,01833	—	0,01440	—	—	1,022
80	0,00958	0,01126	0,01761	—	0,01430	—	—	0,917
90	0,00952	0,01110	0,01723	—	0,01420	—	—	0,840
100	0,00947	—	0,01700	—	0,01410	—	—	0,810

Растворимость некоторых газов в воде в зависимости от давления приведена в табл. 2.28—2.30.

Пример. Определить количество этана, растворяющегося в 10 *т* воды, если $P = 760$ *мм* рт. ст. и $t = 20°$ С.

Решение. Из табл. 2.27 находим $\alpha = 0{,}04724$; в 10 *т* воды или в 10 *м*^{3} может быть растворено $0{,}04724 \cdot 10 = 0{,}4724$ *нм*^{3} этана.

* Атмосферный азот, состоящий из N_2 — 98,815% и Ar — 1,185%.

** Расчетные данные из величин растворимости O_2 и N_2 в воде, с учетом растворимости Ar.

*** Значения, аналогичные α, но при общем давлении, равном 760 *мм* рт. ст.

Таблица 2.27

Растворимость углеводородных газов в воде в зависимости от температуры

(α *нм³/м³*; *ндц³/л*; *нсм³/см³*)

Температура, °С	Метан	Этан	Этилен	Ацетилен	Пропилен
0	0,05563	0,09874	0,226	1,73	0,50
1	0,05401	0,09476	0,219	1,68	—
2	0,05244	0,09093	0,211	1,63	0,41
3	0,05093	0,08725	0,204	1,58	—
4	0,04946	0,08372	0,197	1,53	0,365
5	0,04805	0,08033	0,191	1,49	—
6	0,04669	0,07709	0,184	1,45	0,325
7	0,04539	0,07400	0,178	1,41	—
8	0,04413	0,07106	0,173	1,37	0,295
9	0,04292	0,06826	0,167	1,34	—
10	0,04177	0,06561	0,162	1,31	0,270
11	0,04072	0,06328	0,157	1,27	—
12	0,03970	0,06106	0,152	1,24	0,255
13	0,03872	0,05894	0,148	1,21	—
14	0,03779	0,05694	0,143	1,18	0,240
15	0,03690	0,05504	0,139	1,15	—
16	0,03606	0,05326	0,136	1,13	0,230
17	0,03525	0,05159	0,132	1,10	—
18	0,03448	0,05003	0,129	1,08	0,220
19	0,03376	0,04858	0,125	1,05	—
20	0,03308	0,04724	0,122	1,03	0 210
25	0,03006	0,04104	0,108	0,93	—
30	0,02762	0,03624	0,098	0,84	—
35	0,02546	0,03230	—	—	—
40	0,02369	0,02915	—	—	—
45	0,02238	0,02660	—	—	—
50	0,02134	0,02459	—	—	—
60	0,01954	0,02177	—	—	—
70	0,01825	0,01948	—	—	—
80	0 01770	0,01826	—	—	—
90	0,01735	0,01760	—	—	—
100	0,0170	0,01720	—	—	—

Таблица 2.28

Растворимость двуокиси углерода в воде в зависимости от давления и температуры, ***нсм³*** **в 1 *Г* воды**

Давление, *ата*	Температура, °С					
	0	10	20	30	40	50
1	1,713	1,194	0,878	0,665	0,530	0,436
5	8,65	5,34	3,98	3,56	—	—
10	15,78	10,20	7,82	6,61	—	—
15	21,67	15,14	11,52	9,68	—	—
20	26,35	18,91	14,82	12,62	—	—
25	30,26	23,07	18,13	14,51	11,79	9,710
30	33,64	25,51	20,63	17,22	—	—
50	—	—	—	—	20,36	17,25
75	—	—	—	—	—	22,53
100	—	—	—	—	—	25,63

Таблица 2.29

Растворимость аммиака в воде под давлением, *Г* в 1 *Г* раствора

Давление, *ата*	Температура, °C								
	—10	0	10	20	30	40	60	80	100
0,2	0,306	0,253	0,202	0,155	0,110	0,068	—	—	—
0,5	0,406	0,347	0,294	0,244	0,197	0,152	0,071	—	—
1,0	0,512	0,438	0,378	0,325	0,225	0,228	0,140	0,062	—
1,5	0,599	0,503	0,433	0,384	0,332	0,286	0,193	0,106	0,033
2,0	0,701	0,566	0,483	0,418	0,363	0,314	0,225	0,141	0,067
2,5	0,868	0,627	0,526	0,454	0,396	0,345	0,255	0,170	0,091
3,0	—	0,702	0,568	0,487	0,424	0,371	0,280	0,195	0,115
4,0	—	0,930	0,790	0,547	0,473	0,414	0,318	0,234	0,154
5,0	—	—	0,971	0,611	0,520	0,453	0,350	0,265	0,186
6,0	—	—	—	0,681	0,564	0,490	0,379	0,292	0,214
8,0	—	—	—	0,935	0,670	0,560	0,429	0,336	0,257
10,0	—	—	—	—	0,824	0,630	0,473	0,372	0,290

Таблица 2.30

Растворимость водорода в воде под давлением, *нсм³* в 1 *Г* воды

Давление, *ата*	Температура, °C										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
25	0,536	0,487	0,450	0,426	0,413	0,407	0,405	0,409	0,420	0,439	0,462
50	1,068	0,969	0,895	0,848	0,822	0,809	0,810	0,817	0,839	0,872	0,912
75	1,601	1,453	1,341	1,271	1,232	1,212	1,211	1,224	1,254	1,298	1,355
100	2,130	1,932	1,785	1,689	1,638	1,612	1,610	1,628	1,667	1,727	1,805
150	3,168	2,872	2,649	2,508	2,432	2,395	2,393	2,422	2,485	2,576	2,681
200	4,187	3,796	3,499	3,311	3,210	3,165	3,168	3,208	3,286	3,402	3,544
300	6,139	5,579	5,158	4,897	4,747	4,695	4,692	4,746	4,866	5,042	5,220
400	8,009	7,300	6,766	6,430	6,245	6,166	6,173	6,249	6,392	6,600	6,841
500	9,838	8,980	8,328	7,922	7,705	7,613	7,625	7,717	7,885	8,129	8,429

13. Теплоемкость

Удельной теплоемкостью называется количество тепла (в *ккал*), необходимое для изменения (нагревания или охлаждения) единицы количества вещества на 1° C.

В технических расчетах теплоемкости относят к одному молю (мольная теплоемкость μc *ккал/моль·град*), одному килограмму (весовая теплоемкость c *ккал/кГ · град*) или одному кубическому метру газа (объемная теплоемкость c' *ккал/нм³ · град*).

Соотношения между мольной, весовой и объемной теплоемкостью выражаются зависимостями:

$$\mu c = c\mu = c' \cdot 22{,}4;$$

$$c = \frac{\mu c}{\mu} = \frac{c'}{\gamma_н}; \quad c' = \frac{\mu c}{22{,}4} = c\gamma_н, \qquad (2.97)$$

где μ — молекулярный вес вещества, *кГ*;

$\gamma_н$ — удельный вес газа при нормальных условиях, *кГ/нм³*.

Величина теплоемкости газов зависит от внешних условий, при которых тепло подводится к газу или отводится от него. Если газ заключен в сосуд с постоянным объемом, то тепло расходуется на изменение его внутренней энергии *. Теплоемкость в этом случае называется теплоемкостью при постоянном объеме и обозначается через μc_v, c_v и c'_v.

Если же газ свободно расширяется при постоянном внешнем давлении, то происходит не только изменение внутренней энергии, но и совершается внешняя работа. Теплоемкость в этом случае называется теплоемкостью при постоянном давлении и обозначается через μc_p, c_p и c'_p.

При этом для идеального газа $\mu c_p > \mu c_v$ на величину газовой постоянной, выраженной в тепловых единицах,

$$\mu c_p - \mu c_v = A \mu R$$

или

$$c_p - c_v = AR. \tag{2.98}$$

Так как тепловой эквивалент работы

$$A = \frac{1}{427} \text{ ккал/кГм},$$

а универсальная газовая постоянная

$$\mu R = 848 \text{ кГм/моль·град.},$$

то

$$\mu c_p - \mu c_v = 1{,}986. \tag{2.99}$$

Согласно молекулярно-кинетической теории для идеальных двухатомных газов $\mu c_p \approx 7$, а $\mu c_v \approx 5$, следовательно их отношение, носящее название показателя адиабаты,

$$K = \frac{\mu c_p}{\mu c_v} = \frac{7}{5} = 1{,}4.$$

Для трех- и многоатомных идеальных газов $\mu c_p = 9$, $\mu c_v = 7$, а их отношение $K = 1{,}29$.

Точные значения показателей адиабаты для различных газов, при $P = 760$ *мм* рт. ст. в зависимости от температуры приведены в табл. 2.31.

Для других газов и паров и других условий эти значения могут быть определены по приведенным ниже значениям теплоемкостей.

В практических расчетах различают среднюю и истинную теплоемкости в зависимости от того, в каком интервале температур она определена.

Средняя теплоемкость представляет величину, определенную в конечном интервале температур

$$c_m = \frac{q}{t_2 - t_1}. \tag{2.100}$$

Истинная теплоемкость есть величина, определенная в данной точке (при данных P и T или v и T)

$$c = \frac{dq}{dt}. \tag{2.101}$$

* Суммарную энергию молекул, включая кинетическую и потенциальную, называют внутренней энергией. В это понятие не входит энергия движения газа как целого, которая учитывается отдельно и называется кинетической энергией газа.

Таблица 2. 31

Отношение теплоемкостей при постоянном давлении к теплоемкостям при постоянном объеме для разных газов при $P = 760$ *мм* рт. ст., $K = \frac{c_p}{c_v}$

Название газа	Температура, °С					
	0	100	200	300	400	500
Азот	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36
Аммиак	1,33	1,28	—	1,22	—	—
Ацетилен	1,25	1,21	1,19	1,17	1,16	1,15
Бутан	1,10	1,08	1,06	1,01	1,05	1,04
Водород	1,41	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39
Воздух	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36
Гексан	1,06	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03
Двуокись углерода	1,30	1,26	1,24	1,22	1,20	1,19
Двуокись серы	1,27	1,24	1,22	1,21	1,20	1,19
Кислород	1,40	1,39	1,37	1,35	1,34	1,33
Метан	1,32	1,27	1,23	1,19	1,17	1,15
Окись углерода	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36
Пропан	1,14	1,10	1,09	1,08	1,07	1,06
Пропилен	1,16	1,12	1,10	1,09	1,08	1,07
Сероводород	1,33	1,32	1,30	1,28	1,26	1,25
Этан	1,20	1,15	1,13	1,11	1,10	1,09
Этилен	1,26	1,19	1,16	1,14	1,12	1,11

Связь между средней и истинной теплоемкостью

$$c_m = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} c\,dt. \quad (2.102)$$

Истинные и средние значения теплоемкостей при постоянном давлении и постоянном объеме для моля, килограмма и нормального кубометра различных газов приведены в табл. 2.32, а удельные теплоемкости некоторых сжиженных газов в табл. 2.33.

14. Основные термодинамические законы, процессы и соотношения

Первый закон термодинамики. Первый закон термодинамики устанавливает возможность превращения различных форм энергии друг в друга и определяет, в каких количественных соотношениях эти превращения возможны. По существу он является частным случаем закона сохранения и превращения энергии.

Применительно к теплоте и работе первый закон термодинамики гласит: тепло может превращаться в работу, а работа в тепло в строго эквивалентных количествах. 1 *ккал*, превращаясь в работу, дает 427 *кГм* работы и наоборот, 1 *кГм* работы, полностью превращаясь в теплоту, дает $\frac{1}{427}$ *ккал* тепла.

Число $\frac{1}{427}$ *ккал/кГм* называется тепловым эквивалентом работы и обозначается через A; величина, обратная $A\left(\text{т. е. } \frac{1}{A} = 427 \text{ кГм/ккал}\right)$, называется механическим эквивалентом тепла.

Аналитически первый закон термодинамики для бесконечно малого изменения состояния газа выражается уравнением вида:

$$dQ = du + AdL,$$

а для конечного процесса

$$Q = \Delta u + AL, \tag{2.103}$$

где Q — количество тепла, подведенное к газу в процессе изменения его состояния, *ккал/кг*;

L — внешняя работа, совершаемая газом *кГм/кг*;

$\Delta u = u_2 - u_1$ — изменение внутренней энергии газа, *ккал/кг*;

A — тепловой эквивалент работы $= \frac{1}{427}$ *ккал/кГм*.

Внутренняя энергия газов. Каждая молекула газа обладает кинетической и потенциальной энергией. Кинетическая энергия, или энергия движения молекул, определяется температурой газа. Потенциальная энергия, или энергия взаимного притяжения молекул, определяется расстоянием между молекулами, т. е. зависит от давления, под которым находится газ.

Суммарная величина энергий молекул реального газа называется внутренней энергией газов и обозначается через u.

Согласно первому закону термодинамики, изменение внутренней энергии выражается в виде теплоты и произведенной работы

$$\Delta u = Q - AL. \tag{2.104}$$

Из уравнения следует, что знак изменения внутренней энергии газа зависит от соотношения между теплотой и работой в том или ином термодинамическом процессе.

В идеальных газах отсутствуют силы взаимного притяжения, поэтому их внутренняя энергия определяется изменением внутренней кинетической энергии, являющейся функцией температуры.

Для такого газа при $v = \text{const}$ изменение внутренней энергии численно равно подведенной теплоте

$$\Delta u = Q_v = c_v (t_2 - t_1) \text{ для 1 кГ газа,}$$

а для G *кГ*

$$\Delta u = Gc_v (t_2 - t_1). \tag{2.105}$$

Энтальпия (теплосодержание) представляет собой функцию состояния, выражаемую уравнением

$$i = u + APv.$$

В технических расчетах значения энтальпии часто отсчитывают от нуля стоградусной шкалы, т. е.

$$i = i_T - i_{273,16},$$

где i_T — значение энтальпии, отсчитанное от 0° абс.;

$i_{273,16}$ — значение энтальпии при 0° С или, что то же, при 273,16° К.

Таблица 2. 32

Теплоемкости для моля, килограмма и нормального кубического метра различных газов

Газ	Т-ра, °C	μc_p	μc_v	μc_{p_m}	μc_{v_m}	c_p	c_{p_m}	c'_p	c'_{p_m}
		ккал/моль · град				*ккал/кГ · град*		*ккал/нм³ · град*	
Кислород	0	6,992	5,006	6,992	5,006	0,2185	0,2185	0,3119	0,3119
	100	7,136	5,150	7,055	5,069	0,2230	0,2205	0,3184	0,3149
	200	7,360	5,374	7,149	5,163	0,2300	0,2234	0,3284	0,3189
	300	7,603	5,617	7,261	5,275	0,2376	0,2269	0,3392	0,3239
	400	7,824	5,838	7,375	5,389	0,2445	0,2305	0,3491	0,3290
	500	8,013	6,027	7,484	5,498	0,2504	0,2339	0,3575	0,3339
	600	8,169	6,183	7,586	5,600	0,2553	0,2371	0,3644	0,3384
	700	8,299	6,313	7,679	5,693	0,2593	0,2400	0,3702	0,3426
	800	8,408	6,422	7,763	5,777	0,2627	0,2426	0,3751	0,3463
	900	8,499	6,513	7,840	5,854	0,2656	0,2450	0,3792	0,3498
	1000	8,578	6,592	7,910	5,924	0,2682	0,2472	0,3827	0,3529
	1100	8,650	6,664	7,974	5,988	0,2703	0,2492	0,3859	0,3557
	1200	8,715	6,729	8,033	6,047	0,2723	0,2510	0,3888	0,3584
	1300	8,778	6,792	8,088	6,102	0,2743	0,2527	0,3916	0,3608
	1400	8,837	6,851	8,139	6,153	0,2762	0,2543	0,3942	0,3631
	1500	8,895	6,909	8,188	6,202	0,2780	0,2559	0,3968	0,3653
	1600	8,952	6,966	8,234	6,248	0,2797	0,2573	0,3994	0,3673
	1700	9,008	7,022	8,278	6,292	0,2815	0,2587	0,4019	0,3693
	1800	9,063	7,077	8,320	6,334	0,2832	0,2600	0,4043	0,3712
Азот	0	6,954	4,968	6,954	4,968	0,2482	0,2482	0,3102	0,3102
	100	6,974	4,988	6,961	4,975	0,2489	0,2485	0,3111	0,3106
	200	7,039	5,053	6,981	4,995	0,2512	0,2492	0,3140	0,3114
	300	7,154	5,168	7,018	5,032	0,2554	0,2505	0,3192	0,3131
	400	7,303	5,317	7,070	5,084	0,2607	0,2524	0,3258	0,3154
	500	7,464	5,478	7,133	5,147	0,2664	0,2546	0,3330	0,3182
	600	7,624	5,638	7,201	5,215	0,2721	0,2570	0,3401	0,3213
	700	7,772	5,786	7,273	5,287	0,2774	0,2596	0,3467	0,3245
	800	7,906	5,920	7,344	5,358	0,2822	0,2621	0,3527	0,3276
	900	8,025	6,039	7,413	5,427	0,2864	0,2646	0,3580	0,3307
	1000	8,130	6,144	7,479	5,493	0,2902	0,2670	0,3627	0,3337
	1100	8,222	6,236	7,542	5,556	0,2935	0,2692	0,3668	0,3365
	1200	8,303	6,317	7,602	5,616	0,2964	0,2713	0,3704	0,3392
	1300	8,374	6,388	7,659	5,673	0,2989	0,2734	0,3736	0,3417
	1400	8,436	6,450	7,713	5,727	0,3011	0,2753	0,3764	0,3441
	1500	8,490	6,504	7,763	5,777	0,3030	0,2771	0,3788	0,4463
	1600	8,538	6,552	7,810	5,824	0,3048	0,2788	0,3809	0,3484
	1700	8,581	6,595	7,854	5,868	0,3063	0,2803	0,3828	0,3504
	1800	8,620	6,634	7,895	5,909	0,3077	0,2818	0,3846	0,3522
Воздух	0	6,944	4,958	6,944	4,958	0,2397	0,2397	0,3098	0,3098
	100	6,990	5,004	6,963	4,977	0,2413	0,2403	0,3119	0,3106
	200	7,088	5,102	6,998	5,012	0,2447	0,2416	0,3162	0,3122
	300	7,229	5,243	7,051	5,065	0,2495	0,2434	0,3225	0,3146
	400	7,392	5,406	7,115	5,129	0,2552	0,2456	0,3298	0,3174
	500	7,557	5,571	7,188	5,202	0,2609	0,2481	0,3372	0,3207
	600	7,715	5,729	7,262	5,276	0,2663	0,2507	0,3442	0,3240
	700	7,858	5,872	7,338	5,352	0,2712	0,2533	0,3506	0,3274
	800	7,985	5,999	7,411	5,425	0,2756	0,2558	0,3563	0,3306
	900	8,098	6,112	7,481	5,495	0,2795	0,2583	0,3613	0,3338

Продолжение табл. 2.32

Газ	Т-ра, °С	μc_p	μc_v	μc_{p_m}	μc_{v_m}	c_p	c_{p_m}	c'_p	c'_{p_m}
		ккал/моль·град				*ккал/кГ·град*		*ккал/нм³·град*	
Воздух	1000	8,196	6,210	7,547	5,561	0,2829	0,2605	0,3657	0,3367
	1100	8,283	6,297	7,610	5,624	0,2859	0,2627	0,3695	0,3395
	1200	8,360	6,374	7,669	5,683	0,2886	0,2647	0,3730	0,3422
	1300	8,429	6,443	7,725	5,739	0,2909	0,2667	0,3760	0,3447
	1400	8,490	6,504	7,778	5,792	0,2930	0,2685	0,3788	0,3470
	1500	8,544	6,558	7,828	5,842	0,2949	0,2702	0,3812	0,3492
	1600	8,593	6,607	7,874	5,888	0,2966	0,2718	0,3834	0,3513
	1700	8,639	6,653	7,918	5,932	0,2982	0,2733	0,3854	0,3532
	1800	8,681	6,695	7,958	5,972	0,2996	0,2747	0,3873	0,3551
Водород	0	6,835	4,849	6,835	4,849	3,3904	3,3904	0,3049	0,3049
	100	6,957	4,971	6,911	4,925	3,4509	3,4281	0,3104	0,3083
	200	6,984	4,998	6,944	4,958	3,4643	3,4444	0,3116	0,3098
	300	6,998	5,012	6,956	4,970	3,4712	3,4504	0,3122	0,3103
	400	7,021	5,035	6,971	4,985	3,4826	3,4578	0,3132	0,3110
	500	7,060	5,074	6,986	5,000	3,5020	3,4653	0,3150	0,3117
	600	7,116	5,130	7,002	5,016	3,5298	3,4732	0,3175	0,3124
	700	7,189	5,203	7,024	5,038	3,5660	3,4841	0,3207	0,3134
	800	7,278	5,292	7,050	5,064	3,6101	3,4970	0,3247	0,3145
	900	7,373	5,387	7,081	5,095	3,6572	3,5124	0,3289	0,3159
	1000	7,472	5,486	7,115	5,129	3,7063	3,5293	0,3333	0,3174
Окись углерода	0	6,956	4,970	6,956	4,970	0,2483	0,2483	0,3103	0,3103
	100	6,989	5,003	6,969	4,983	0,2495	0,2488	0,3118	0,3109
	200	7,081	5,095	6,999	5,013	0,2528	0,2499	0,3159	0,3122
	300	7,226	5,240	7,050	5,064	0,2580	0,2517	0,3224	0,3145
	400	7,398	5,412	7,115	5,129	0,2941	0,2540	0,3300	0,3174
	500	7,573	5,587	7,189	5,203	0,2704	0,2567	0,3379	0,3207
	600	7,739	5,753	7,267	5,281	0,2763	0,2594	0,3453	0,3242
	700	7,888	5,902	7,345	5,359	0,2816	0,2622	0,3519	0,3277
	800	8,019	6,033	7,421	5,435	0,2863	0,2649	0,3577	0,3311
	900	8,134	6,148	7,494	5,508	0,2904	0,2675	0,3629	0,3343
	1000	8,233	6,247	7,563	5,577	0,2939	0,2700	0,3673	0,3374
Двуокись углерода	0	8,565	6,579	8,565	6,579	0,1946	0,1946	0,3821	0,3821
	100	9,603	7,617	9,103	7,117	0,2182	0,2068	0,4284	0,4061
	200	10,435	8,449	9,568	7,582	0,2371	0,2174	0,4655	0,4269
	300	11,110	9,124	9,973	7,987	0,2524	0,2266	0,4957	0,4449
	400	11,670	9,684	10,330	8,344	0,2652	0,2347	0,5206	0,4609
	500	12,137	10,151	10,646	8,660	0,2758	0,2419	0,5415	0,4750
	600	12,528	10,542	10,928	8,942	0,2847	0,2483	0,5589	0,4875
	700	12,856	10,870	11,181	9,195	0,2921	0,2541	0,5736	0,4988
	800	13,131	11,145	11,408	9,422	0,2984	0,2592	0,5858	0,5090
	900	13,364	11,378	11,612	9,626	0,3037	0,2638	0,5962	0,5181

Продолжение табл. 2.32

Газ	Т-ра, °С	μc_p	μc_v	μc_{p_m}	μc_{v_m}	c_p	c_{p_m}	c'_p	c'_{p_m}
		ккал/моль · град				ккал/кГ · град		ккал/нм³ · град	
Двуокись углерода	1000	13,560	11,574	11,797	9,811	0,3081	0,2681	0,6050	0,5363
	1100	13,727	11,741	11,966	9,980	0,3119	0,2719	0,6124	0,5338
	1200	13,870	11,884	12,119	10,133	0,3152	0,2754	0,6188	0,5407
	1300	13,993	12,007	12,258	10,272	0,3180	0,2785	0,6243	0,5469
	1400	14,099	12,113	12,386	10,400	0,3204	0,2814	0,6290	0,5526
	1500	14,190	12,204	12,503	10,517	0,3224	0,2841	0,6331	0,5578
	1600	14,268	12,282	12,611	10,625	0,3242	0,2865	0,6365	0,5626
Водяной пар	0	8,001	6,015	8,001	6,015	0,4441	0,4441	0,3569	0,3569
	100	8,134	6,148	8,059	6,073	0,4515	0,4473	0,3629	0,3595
	200	8,351	6,365	8,149	6,163	0,4635	0,4523	0,3726	0,3636
	300	8,607	6,621	8,258	6,272	0,4778	0,4584	0,3840	0,3684
	400	8,883	6,897	8,381	6,395	0,4931	0,4652	0,3963	0,3739
	500	9,173	7,187	8,510	6,524	0,5092	0,4724	0,4092	0,3797
	600	9.473	7,487	8,645	6,659	0,5258	0,4799	0,4226	0,3857
	700	9,781	7,795	8,787	6,801	0,5429	0,4877	0,4364	0,3920
	800	10,091	8,105	8,931	6,945	0,5601	0,4957	0,4502	0,3984
	900	10,393	8,407	9,078	7,092	0,5769	0,5039	0,4637	0,4050
	1000	10,682	8,696	9,224	7,238	0,5929	0,5120	0,4766	0,4115
	1100	10,953	8,967	9,369	7,383	0,6080	0,5200	0,4886	0,4180
	1200	11,205	9,219	9,512	7,526	0,6220	0,5280	0,4999	0,4244
	1300	11,440	9,454	9,651	7,665	0,6350	0,5357	0,5104	0,4306
	1400	11,656	9,670	9,787	7,801	0,6470	0,5432	0,5200	0,4366
	1500	11,856	9,870	9,918	7,932	0,6581	0,5505	0,5289	0.4425
	1600	12,040	10,054	10,045	8,059	0,6683	0,5576	0,5371	0,4481
Метан	0	8,297	6,311	8,297	6,311	0,5172	0,5172	0,3702	0,3702
	100	9,382	7,396	8,791	6,805	0,5848	0,5480	0,4186	0,3922
	200	10,755	8,769	9,417	7,431	0,6704	0,5870	0,4798	0,4201
	300	12,167	10,181	10,097	8,111	0,7584	0,6294	0,5428	0,4505
	400	13,524	11,528	10,791	8,805	0,8430	0,6727	0,6034	0,4814
	500	14,774	12,788	11,459	9,473	0 9210	0,7143	0,6591	0,5112
	600	15,912	13,926	12,103	10,117	0,9919	0,7545	0,7099	0,5400
	700	16,941	14,955	12,725	10,739	1,0560	0,7932	0,7558	0,5677
	800	17,853	15,867	13,352	11,366	1,1129	0,8323	0,7965	0,5957
	900	18,670	16,684	13,932	11,946	1,1638	0,8685	0,8329	0,6216
	1000	19,393	17,407	14,451	12,465	1,2089	0,9008	0,8652	0,6447
Этан	0	11,830	9,844	11,830	9,844	0,3934	0,3934	0,5278	0,5278
	100	14,849	12,863	13,356	11,370	0,4938	0,4442	0,6625	0,5959
	200	17,883	15,897	14,855	12,869	0,5947	0,4940	0,7978	0,6627
	300	20,610	18,624	16,297	14,311	0,6854	0,5420	0,9195	0,7271
	400	23,081	21,095	17,713	15,727	0,7676	0,5891	1,0297	0,7902
	500	25,271	23,285	19,019	17,033	0,8405	0,6325	1,1274	0,8485

Продолжение табл. 2. 32

Газ	Т-ра, °C	μc_p	μc_v	μc_{p_m}	μc_{v_m}	c_p	c_{p_m}	c'_p	c'_{p_m}
		ккал/моль · град				*ккал/кГ · град*		*ккал/нм³ · град*	
Пропан	0	16,32	14,33	16,32	14,33	0,3701	0,3701	0,7281	0,7281
	100	21,24	19,25	18,79	16,80	0,4817	0,4261	0,9476	0,8383
	200	25,89	23,90	21,23	19,24	0,5871	0,4815	0,1550	0,9471
	300	29,85	27,86	23,39	21,40	0,6770	0,5305	1,3317	1,0435
	400	33,29	31.30	25,48	23,49	0,7550	0,5779	1,4852	1,1368
	500	36,32	34,33	27,27	25,28	0,8237	0,6184	1,6204	1,2166
Бутан	0	22,10	20,11	22,10	20,11	0,3802	0,3802	0,9860	0,9860
	100	28.14	26,15	25,19	23,20	0,4842	0,4334	1,2554	1,1238
	200	34,09	32,10	28,14	26,15	0,5865	0,4842	1,5209	1,2554
	300	39,06	37,07	30,90	28,91	0,6721	0,5317	1.7426	1,3786
	400	43,44	41,45	33,55	31,56	0,7474	0,5772	1,9380	1,4968
	500	47,26	45,27	35,81	33,82	0,8131	0,6661	2,1084	1,5976
Пентан	0	27,45	25,46	27,45	25,46	0,3805	0,3805	1,2246	1,2246
	100	34,89	32,90	31,24	29,25	0,4836	0,4330	1,5566	1,3937
	200	42,18	40,19	34,88	32,89	0,5846	0,4835	1,8818	1,5561
	300	48,24	46,25	38,20	36,21	0,6686	0,5295	2,1522	1,7042
	400	53,55	51,56	41,44	39,45	0,7422	0,5744	2,3891	1,8488
	500	58,19	56,20	44,20	42,21	0,8066	0,6126	2,5961	1,9719
Этилен	0	9,78	7,79	9,78	7,79	0,3486	0,3486	0,4363	0,4363
	100	12,24	10,25	11,04	9,05	0,4363	0,3936	0,5461	0,4925
	200	14,58	12,59	12,22	10,23	0,5197	0,4356	0,6505	0,5452
	300	16,60	14,61	13,36	11,37	0,5918	0,4763	0,7406	0,5960
	400	18,33	16,34	14,38	12,39	0,6534	0,5126	0,8178	0,6415
	500	19,82	17,83	15,33	13,34	0,7065	0,5465	0,8842	0,6839
Пропилен	0	14,33	12,34	14,33	12,34	0,3406	0,3406	0,2933	0,6393
	100	18,09	16,10	16,32	14,33	0,4299	0,3878	0,3406	0,8071
	200	21,71	19,72	18,09	16,10	0,5159	0,4299	0,3826	0,9686
	300	24,89	22,90	19,84	17,85	0,5915	0,4715	0,4242	1,1104
	400	27,67	25,68	21,44	19,45	0,6576	0,5095	0,4622	1,2345
	500	30,07	28,08	22,93	20,94	0,7146	0,5449	0,4976	1,3415
Бутилен	0	19,88	17,89	19,88	17,89	0,3543	0,3543	0,8869	0,8874
	100	25,51	23,52	22,76	20,77	0,4547	0,4057	1,1381	1,0154
	200	30,52	28,53	25,42	23,43	0,5440	0,4531	1,3616	1,1341
	300	34,77	32,78	27,85	25,86	0,6197	0,4964	1,5512	1,2425
	400	38,39	36,40	30,04	28,05	0,6843	0,5554	1,7127	1,3402
	500	41,53	39,54	32,03	30,04	0,7402	0,5709	1,8528	1,4290

Таблица 2.33

Удельные теплоемкости сжиженных газов

Наименование сжиженного газа	Температура, °C	Теплоемкость c_P, *ккал/кГ · град*
Азот	—208,5	0,469
	—200,4	0,476
	—177,7	0,521
	—161,5	0,617
	—156,1	0,668
Аммиак	—40	1,054
	—20	1,078
	— 0	1,090
	+20	1,126
	40	1,162
н-Бутан	—133,4	0,467
	—102,9	0,474
	— 73,1	0,492
	— 43,0	0,506
	— 23,1	0,525
	— 11,3	0,533
	— 3,1	0,545
Водород	—257,4	1,77
	—254,9	2,02
	—251,8	2,33
Воздух	—193	0,473
	—173	0,516
	—153	0,619
Кислород	—216,5	0,394
	—200,3	0,391
	—182,8	0,406
Метан	—177,7	0,798
	—162,2	0,824
	—123,6	0,922
	— 95,1	1,304
	— 88,7	1,628
Окись углерода	—203	0,551
	—191,8	0,567
Пропан	—183,1	0,460
	—163,1	0,465
	—143,1	0,470
	—123,1	0,478
	—103,1	0,487
	— 83,1	0,500
	— 63,1	0,516
	— 42,1	0,531

Продолжение табл. 2.33

Наименование сжиженного газа,	Температура, °C	Теплоемкость c_p, *ккал/кГ · град*
Пропилен	—180 —164,4 —128,3 — 84,6 — 62,8	0,523 0,504 0,490 0,502 0,512
Двуокись углерода	—56,2 до +25	0,490
Этан	—176,4 —123,1 — 93,1 — 33,1 — 3,1	0,544 0,669 0,712 0,789 0,832
Этилен	—163,1 —143,1 —123,1 —103,1	0,590 0,580 0,575 0,575

При таком выборе нулевого отсчета значение энтальпии при температурах меньше 0° С будет отрицательным.

Для идеального газа, подчиняющегося уравнению $Pv = RT$,

$$i = i_T - i_{273,16} = (u_T + ART) - (u_{273,16} + AR \cdot 273,16)$$

или $i = (u_T - u_{273,16}) + AR\,(T - 273,16)$

$$i = u_t + ARt, \qquad (2.106)$$

где u_T — величина внутренней энергии, отсчитываемая от 0° абс.;

u_t — величина внутренней энергии, отсчитываемая от 0° С.

Абсолютные значения энтальпий для газов и паров приведены в табл. 2.34.

Обратимые и необратимые процессы. Обратимым называется такой процесс, который может быть приведен в обратном направлении через промежуточные состояния прямого процесса при помощи бесконечно малого изменения внешних условий.

На протяжении такого процесса система должна находиться в равновесном (устойчивом) состоянии.

Самопроизвольно протекающий процесс является необратимым. Он протекает в одном направлении, которое не может быть изменено без применения энергии извне (расширение газа от более высокого давления к постоянно более низкому давлению и т. п.).

Второй закон термодинамики. Второй закон термодинамики устанавливает, возможен или невозможен тот или иной процесс, в каком направлении он будет протекать и при каких условиях от системы можно получить максимальную работу.

Таблица 2.34

Абсолютные мольные значения энтальпии и энтропии при $t = 0°$ С для распространенных газов и паров

Наименование газа или пара	Абсолютные значения при $t = 0°$ С: Энтальпия $\mu i_{273,16}$, *ккал/моль*	Абсолютные значения при $t = 0°$ С: Энтропия $\mu S_{273,16}$, *ккал/моль · град*	Наименование газа или пара	Абсолютные значения при $t = 0°$ С: Энтальпия $\mu i_{273,16}$, *ккал/моль*	Абсолютные значения при $t = 0°$ С: Энтропия $\mu S_{273,16}$, *ккал/моль · град*
Азот	1897	44,12	Бутан	4070	72,09
Воздух	1891	45,65	Пентан	4950	80,77
Водород	1850	30,63	Этилен	2270	51,52
Кислород	1900	48,40	Пропилен	2860	62,46
Окись углерода	1897	46,57	Бутен-1	3700	71,60
Двуокись углерода	2016	50,26	Пентен-1	4670	80,71
Двуокись серы	2280	58,57	Ацетилен	2130	47,07
Сероводород	2180	48,46	Аллилен	2740	58,04
Водяной пар	2160	44,39	Пропадиен	2680	57,08
Метан	2190	43,76	Бутадиен-1,2	3390	68,37
Этан	2520	53,73	Бензол	2930	62,66
Пропан	3080	63,00	Природный газ (саратовский)	2200	42,91

Второй закон термодинамики формулируется следующим образом:

1) тепло может производить работу только в том случае, если температурный уровень этого тепла выше температуры окружающей среды, или тепло с более низкой температурой может быть переведено к высшей температуре только при затрате работы;

2) самопроизвольные процессы, протекающие в природе, необратимы;

3) замкнутые системы стремятся к равновесному состоянию*, причем энтропия системы стремится к максимуму.

Аналитическое выражение второго закона для обратимых изменений состояния

$$dQ = TdS, \qquad (2.107)$$

где S — энтропия или функция состояния тела, имеющая размерность *ккал/кГ · град, ккал/моль · град.*

Энтропия. Понятие энтропии, вытекающее из второго закона термодинамики, вводится в форме утверждения, что изменение энтропии равно количеству тепла, поглощенного при обратимом процессе, деленному на абсолютную температуру.

$$dS = \frac{dQ}{T}$$

или для конечного изменения

$$\Delta S = S_2 - S_1 = \frac{Q}{T}. \qquad (2.108)$$

* Равновесным состоянием называется состояние, при котором физические параметры газа одинаковы во всей его массе.

Изменения энтропии, сопровождающие изменение состояния, зависят от начального и конечного состояния системы и не зависят от пути, по которому система переходит из одного состояния в другое.

Для изолированной системы, в которой происходят только обратимые процессы, энтропия системы неизменна ($\Delta S = 0$).

Для необратимого процесса в изолированной системе энтропия системы будет возрастать ($\Delta S > 0$). Для любой изолированной системы $\Delta S \geqslant 0$.

Изменение энтропии в зависимости от изменения температуры определяется уравнениями:

для конечного изменения при постоянном давлении

$$\Delta S = S_2 - S_1 = 2{,}303\, C_p \lg \frac{T_2}{T_1}, \qquad (2.109)$$

для конечного изменения при постоянном объеме

$$\Delta S = S_2 - S_1 = 2{,}303\, C_v \lg \frac{T_2}{T_1}. \qquad (2.110)$$

При пользовании уравнениями 2.109 и 2.110 необходимо иметь в виду, что они выведены для условий независимости теплоемкости от температуры, что приемлемо для небольших перепадов температур.

При выполнении технических расчетов требуется знание не абсолютных значений энтропий, а разности их значений, поэтому выбор нулевого отсчета энтропии определяется практической целесообразностью.

В технических расчетах этот отсчет, как и для энтальпии, производят от 0° С, принимая условно при этой температуре значение энтропии равным нулю.

Абсолютные значения энтропий для газов и паров даны в табл. 2.34.

Для теплотехнических расчетов (адиабатическое сжатие или расширение газов) удобно пользоваться диаграммами энтальпия — энтропия. Диаграммы для наиболее распространенных углеводородов приведены на рис. 2.21—2.29.

Пользование диаграммами показано на примерах.

Пример 1. Определить конечную температуру и теоретическую работу сжатия метана, если его начальная температура $t = 26{,}7°$ С, начальное давление $P_н = 2$ *ата*, конечное давление после сжатия $P_к = 4$ *ата*.

По диаграмме рис. 2.22 находим точку пересечения линии постоянной температуры 26,7° С с линией начального давления 2 *ата*. Эта точка определяет начальное состояние системы. Совмещая эту точку по линии постоянной энтропии с линией постоянного давления 4 *ата*, находим конечную температуру, равную 75° С.

Определение теоретической работы сжатия производим по разности теплосодержания метана в конце и начале процесса.

Начальное значение энтальпии в точке пересечения линии постоянной температуры с линией постоянного давления составляет $i_н = 190$ *ккал/кГ*. Конечное значение энтальпии, определяемое точкой пересечения линии конечной температуры с линией конечного давления компонента, составляет $i_к = 220$ *ккал/кГ*.

Теоретическая работа сжатия

$$i = i_к - i_н = 220 - 190 = 30 \text{ ккал/кГ}.$$

Пример 2. Определить температуру пропана на выходе из дроссельного отверстия, если начальная температура составляла 38° С, начальное давление — 13 *ата*, конечное давление — 1,0 *ата*.

На диаграмме для пропана находим точку пересечения линии постоянной температуры 38° С с линией давления 13 *ата*, определяющую начальное состояние системы.

Совмещая эту точку по линии постоянной энтальпии до пересечения с линией постоянного давления 1 *ата*, находим точку, характеризующую конечное состояние системы, и температуру, равную 18° С.

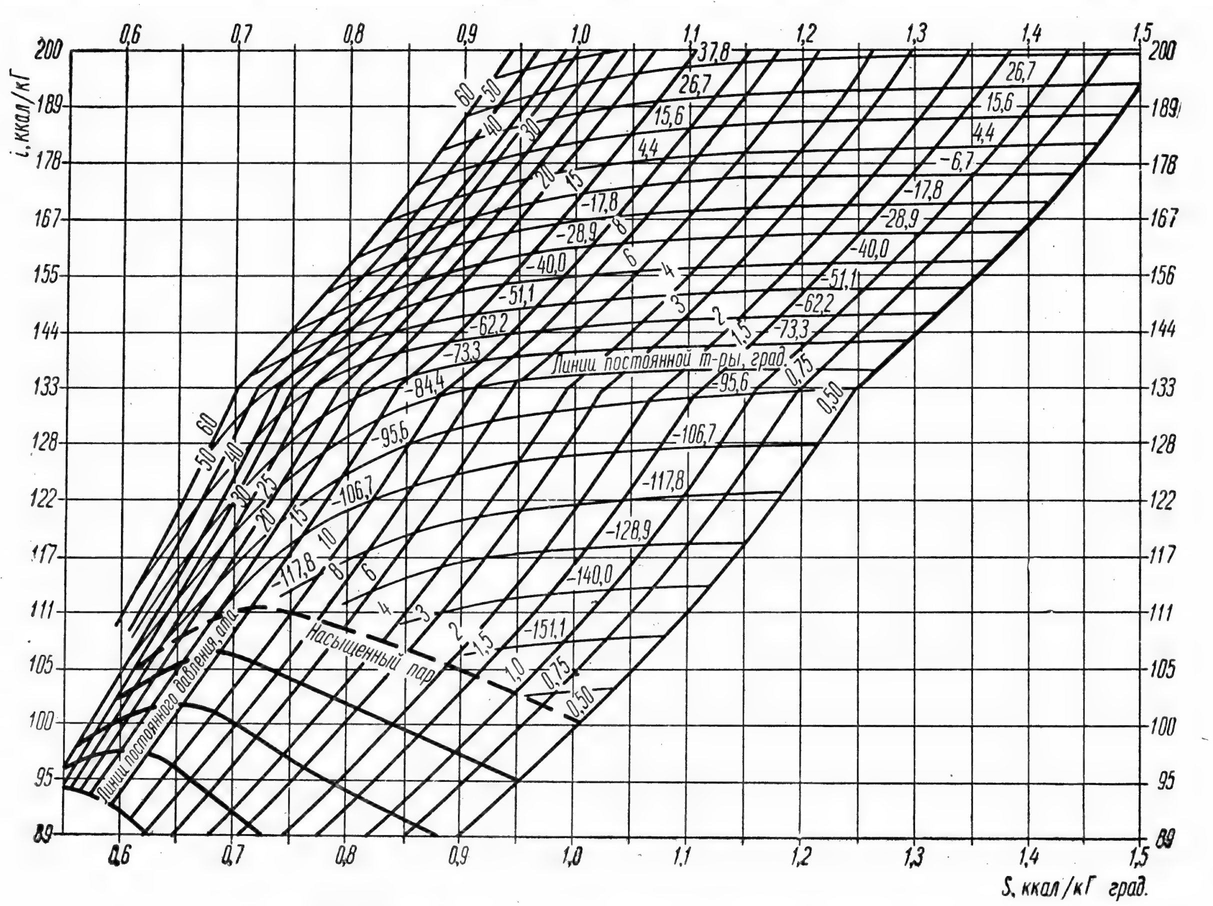


Рис. 2.21. Диаграмма i—S для метана (низкие температуры).

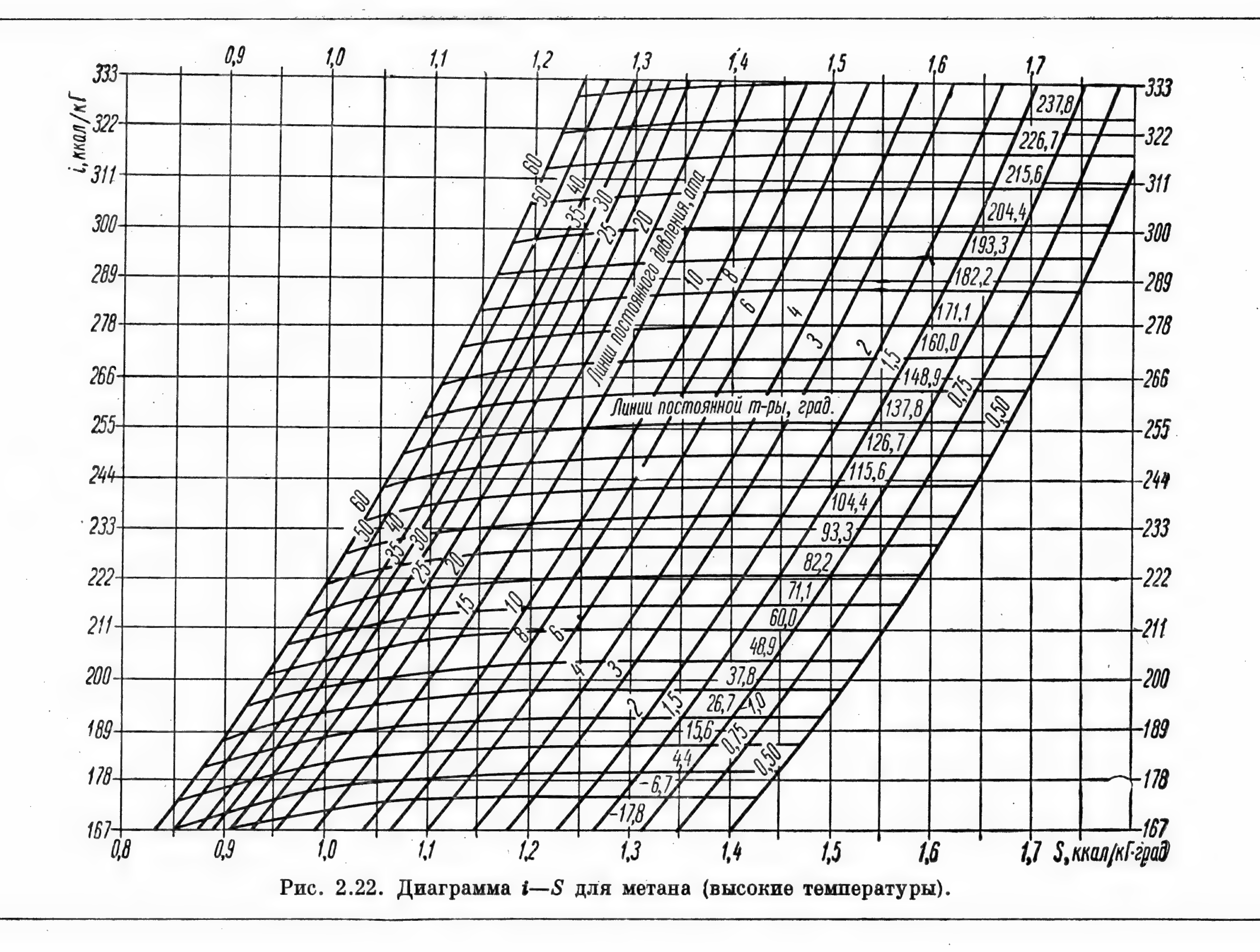


Рис. 2.22. Диаграмма i—S для метана (высокие температуры).

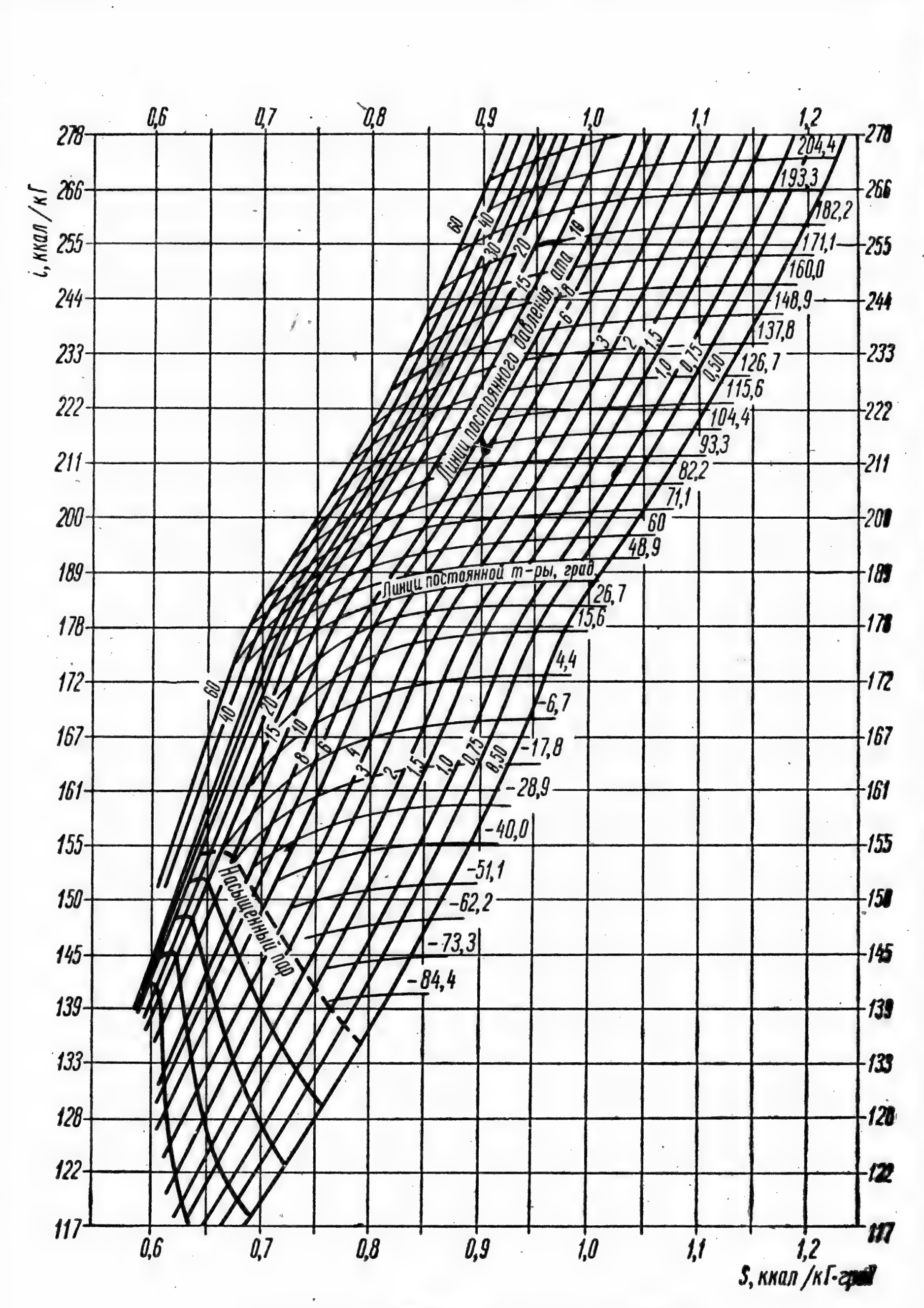


Рис. 2.23. Диаграмма i—S для этана.

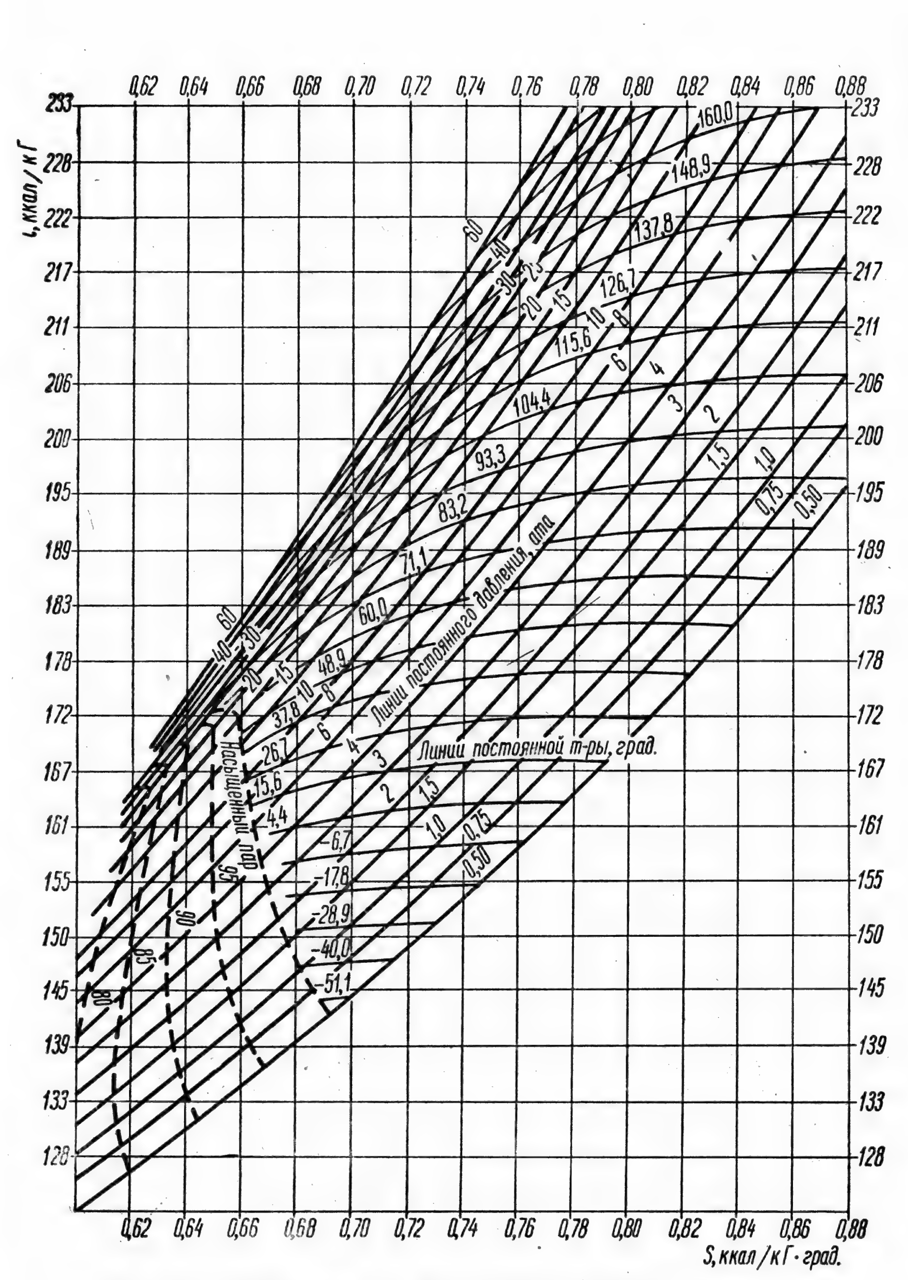


Рис. 2.24. Диаграмма *i—S* для пропана (низкие температуры).

Разность энтропий для приведенного примера составляет 0,765 — 0,660 = = 0,105 *ккал/кГ · град.*

Эффект Джоуля — Томсона. Сущность эффекта Джоуля — Томсона заключается в изменении температуры реального газа при прохождении его через дроссель — отверстие (вентиль, клапан, диафрагма) из области высшего давления в область низшего давления.

Процесс дросселирования происходит при отсутствии теплообмена с окружающей средой, и поток при дросселировании не производит внешней работы.

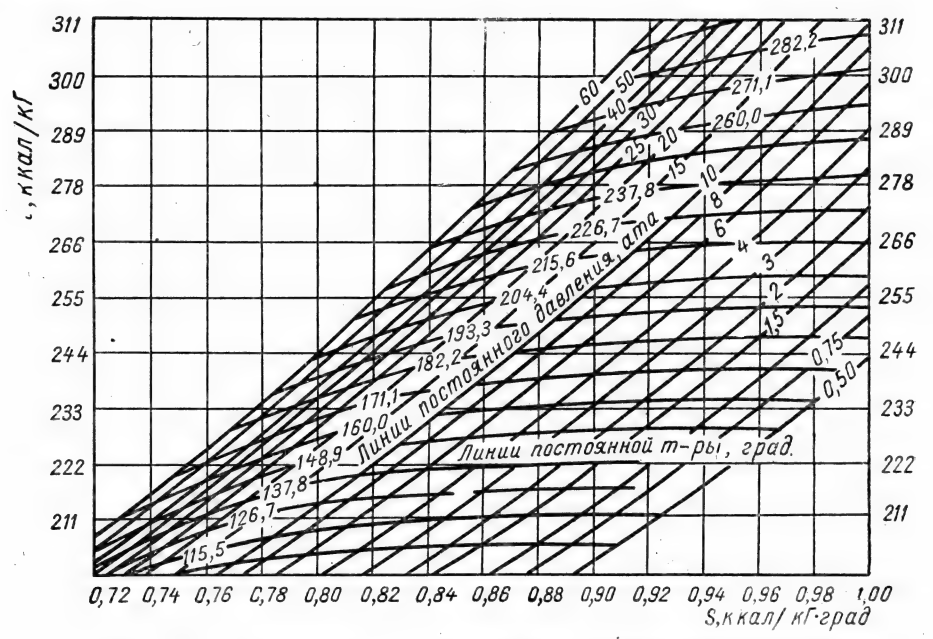


Рис. 2.25. Диаграмма i—S для пропана (высокие температуры).

Внутренняя энергия реального газа при его дросселировании изменяется за счет работы по преодолению сил внутреннего взаимодействия молекул, а энтальпия остается неизменной.

Изменение внутренней энергии газа при дросселировании и обуславливает изменение его температуры. Так как в идеальном газе отсутствуют силы внутреннего взаимодействия, то при его дросселировании не может быть и изменения температуры

Различают дифференциальный и интегральный джоуль-томсоновский эффект.

Дифференциальный эффект a_i есть отношение бесконечно малого изменения температуры к бесконечно малому изменению давления.

$$a_i = \left(\frac{dT}{dP}\right)_i. \qquad (2.111)$$

Индекс i указывает, что процесс идет при постоянном теплосодержании, т. е. без подвода и отвода тепла.

Практически дифференциальным эффектом принято считать изменение температуры (в °С) при снижении давления на 1 *ат.*

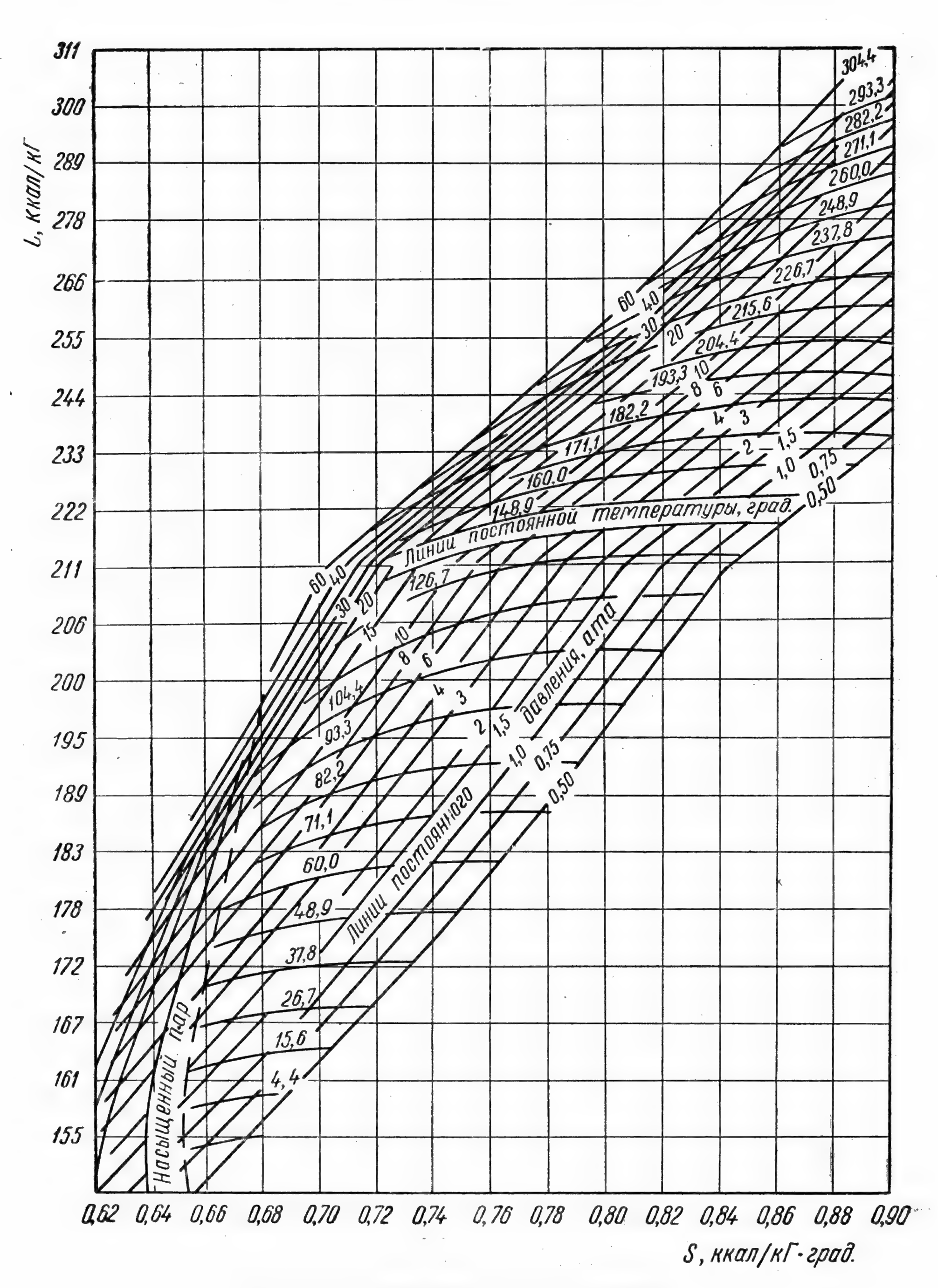


Рис. 2.26. Диаграмма i—S для бутана

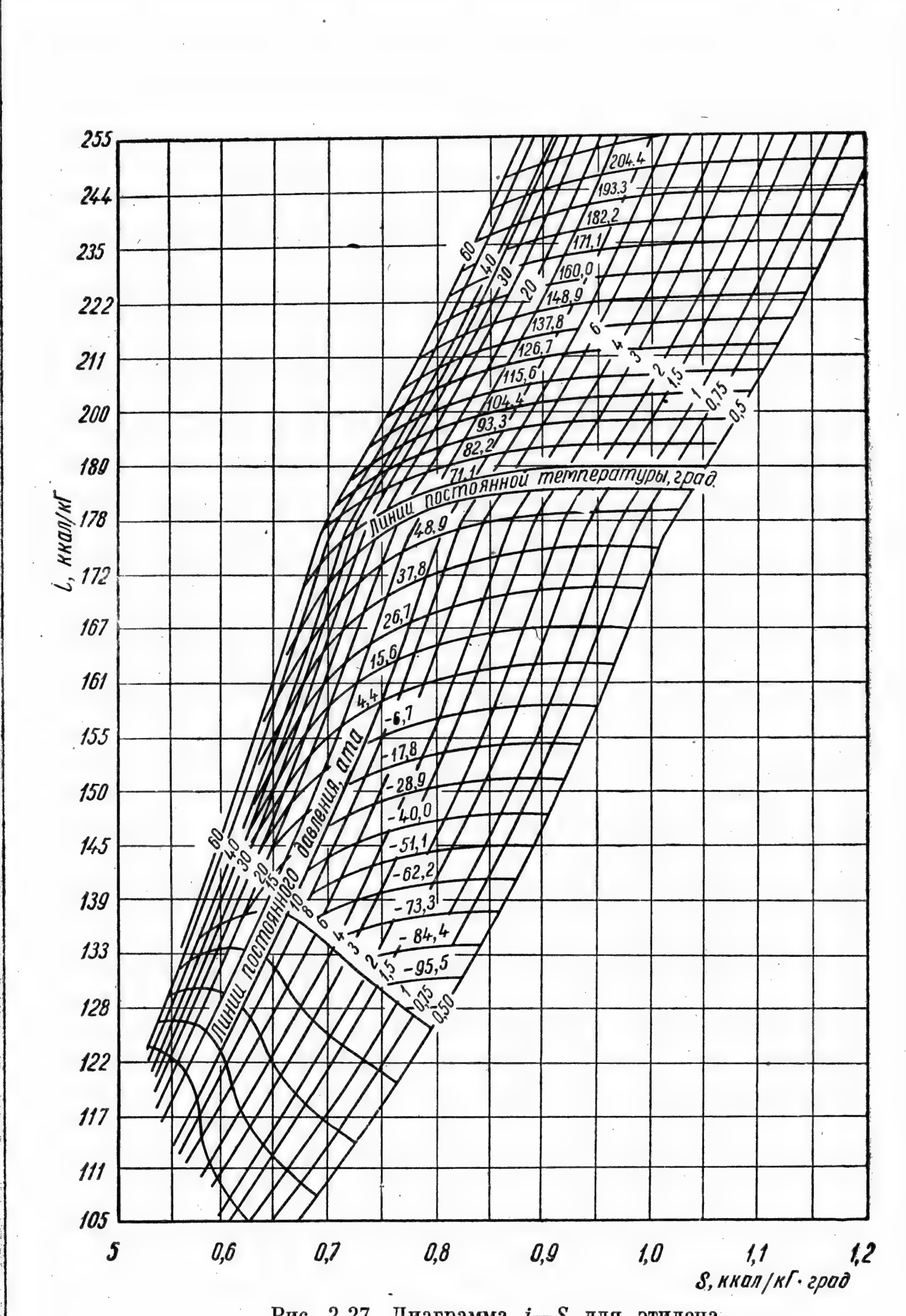


Рис. 2.27. Диаграмма i—S для этилена.

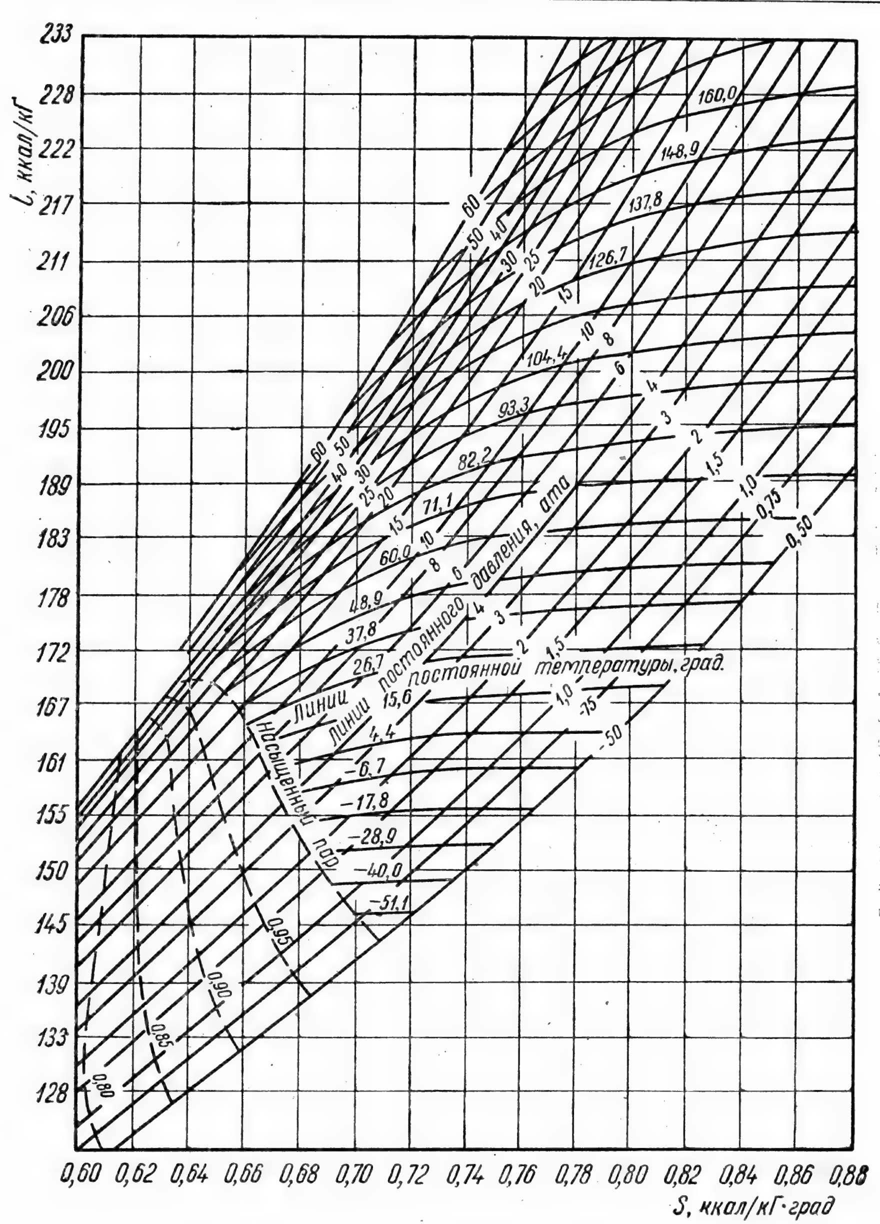


Рис. 2.28. Диаграмма i—S для пропилена (низкие температуры).

Эффект, происходящий при больших изменениях давления, называется интегральным.

$$T_2 - T_1 \int_{P_1}^{P_2} a_i dP = \int_{P_1}^{P_2} \left(\frac{dT}{dP}\right)_i dP,$$

$$T_2 - T_1 = \sum a_i \, \Delta P = a_i^m \, \Delta P, \qquad (2.112)$$

где a_i^m — средняя величина изменения температуры на 1 *ат* в интервале ΔP.

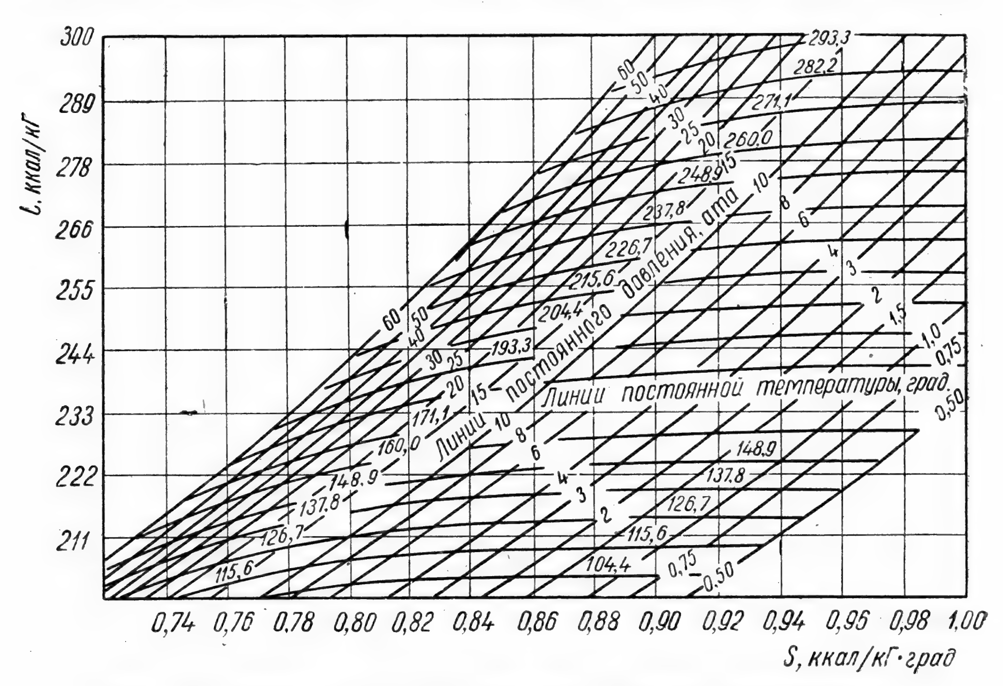


Рис. 2.29. Диаграмма i—S для пропилена (высокие температуры).

Средние эмпирические значения a_i для различных газов приведены в табл. 2.35—2.42.

Таблица 2.35

Дифференциальный дроссельный эффект a_i для воздуха, *град/атм*

Температура, °C	Давление, *атм*						
	1	20	40	60	80	100	140
—25	0,317	0,297	0,276	0,255	0,232	0,211	0,164
0	0,266	0,249	—	0,214	—	0,178	0,130
+50	0,189	0,178	—	0,153	—	0,128	0,105
100	0,133	0,124	—	0,106	—	0,089	0,072
200	0,063	0,056	—	0,045	—	0,035	0,027
280	0,030	0,025	—	0,016	—	0,0078	0,001

Таблица 2.36

Дифференциальный дроссельный эффект a_i для двуокиси углерода, *град/атм*

Температура, °C	Давление, *атм*					
	1	20	40	60	80	100
—25	1,672	—0,001	—0,001	—0,001	—0,001	—0,001
0	1,324	1,348	0,035	0,031	0,027	0,024
25	1,084	1,045	1,009	0,969	0,148	0,095
50	0,918	0,859	0,794	0,719	0,622	0,424
75	0,797	0,736	0,668	0,597	0,520	0,437
100	0,705	0,648	0,592	0,522	0,457	0,393

Таблица 2. 37

Дифференциальный дроссельный эффект a_i **для азота,** *град/атм*

Температура, °C	Давление, *атм*				
	1	20	60	100	200
—25	0,312	0,293	0,248	0,197	0,095
0	0,257	0,242	0,204	0,166	0,090
25	0,215	0,200	0,169	0,138	0,078
60	0,180	0,166	0,142	0,115	0,066
75	0,150	0,138	0,117	0,093	0,054
100	0,125	0,114	0,095	0,076	0,041

Таблица 2. 38

Дифференциальный дроссельный эффект a_i **для метана,** *град/атм*

Температура, °C	Давление, *атм*				
	1	5	25	50	100
—50	0,71	0,68	0,61	0,53	0,42
—25	0,58	0,57	0,51	0,46	0,37
—0	0,49	0,48	0,44	0,39	0,33
25	0,42	0,41	0,37	0,34	0,28
50	0,36	0,35	0,32	0,29	0,26
75	0,31	0,31	0,27	0,25	0,22
100	0,27	0,27	0,24	0,22	0,20

Таблица 2. 39

Дифференциальный дроссельный эффект a_i **для этана,** *град/атм*

Давление, *атм*	Температура, °C					
	21,1	37,8	54,4	71,1	87,8	104,4
1,000	0,96	0,84	0,745	0,663	0,581	0,501
6,804	1,05	0,91	0,803	0,696	0,613	0,523
13,61	1,16	1,00	0,86	0,737	0,639	0,550
20,41	1,29	1,08	0,91	0,778	0,670	0,581
27,22	1,42	1,16	0,96	0,817	0,694	0,600
34,02	1,55	1,24	1,01	0,85	0,711	0,600
40,82	—	1,32	1,06	0,87	0,714	0,600

Основные газовые процессы. К газовым процессам относятся: изохорный, изобарный, изотермический и адиабатический.

Изохорными называются процессы, протекающие при постоянном объеме. К ним относится нагревание или охлаждение газа в сосуде постоянного объема.

Графики процессов в системе координат Pv и TS приведены на рис. 2.30. Процесс нагревания газа (подвод тепла) изображается вертикальной прямой *1—2*, а процесс охлаждения (отвод тепла) прямой *2—1*.

Направление процесса определяется изменением давления газа: при нагревании газа оно растет, а при охлаждении падает.

Таблица 2. 40

Дифференциальный дроссельный эффект a_i для пропана, *град/атм*

Давление, *атм*	Температура, °C					
	21,1	37,8	54,4	71,1	87,8	104,4
1,701	1,76	1,49	1,26	1,09	0,95	0,84
3,402	1,97	1,63	1,35	1,17	1,01	0,85
6,804	2,31	1,83	1,52	1,30	1,09	0,90
10,21	—	2,02	1,68	1,41	1,17	0,96
13,61	—	—	1,84	1,51	1,28	1,00
17,01	—	—	2,02	1,62	1,29	1,05
20,41	—	—	—	1,76	1,35	1,10
23,81	—	—	—	1,92	1,42	1,15
27,22	—	—	—	—	1,48	1,19
30,62	—	—	—	—	1,57	1,22
34,02	—	—	—	—	1,70	1,26
37,42	—	—	—	—	—	1,27

Таблица 2. 41

Дифференциальный дроссельный эффект a_i для *н*-бутана, *град/атм*

Давление, *атм*	Температура, °C					
	21,1	37,8	54,4	71,1	87,8	104,4
1,000	2,37	1,92	1,63	1,39	1,17	0,96
1,361	2,58	2,03	1,70	1,45	1,20	0,98
2,72	—	2,46	1,97	1,62	1,33	1,07
4,08	—	—	2,21	1,78	1,45	1,15
5,44	—	—	2,41	1,93	1,56	1,23
6,80	—	—	—	2,06	1,66	1,31
8,51	—	—	—	—	1,78	1,40
10,21	—	—	—	—	1,90	1,49
11,91	—	—	—	—	2,02	1,59
13,61	—	—	—	—	—	1,69
15,31	—	—	—	—	—	1,79

Таблица 2. 42

Дифференциальный дроссельный эффект a_i для *изо*-бутана, *град/атм*

Давление, *атм*	Температура, °C						
	21,1	37,8	54,4	71,1	87,8	104,4	121,1
1,00	1,70	1,38	1,13	0,93	0,76	0,60	0,44
1,36	1,88	1,48	1,21	0,99	0,81	0,64	0,49
2,72	2,60	1,88	1,47	1,21	1,00	0,82	0,65
4,08	—	2,27	1,72	1,41	1,17	0,97	0,79
5,44	—	—	1,94	1,58	1,31	1,10	0,91
6,80	—	—	2,16	1,73	1,43	1,21	1,00
8,51	—	—	—	1,87	1,56	1,32	1,11
10,21	—	—	—	1,90	1,66	1,42	1,20
11,91	—	—	—	—	1,76	1,50	1,28
13,61	—	—	—	—	1,83	1,57	1,34
15,31	—	—	—	—	1,90	1,64	1,41
17,01	—	—	—	—	—	1,69	1,47
20,41	—	—	—	—	—	1,79	1,57
23,81	—	—	—	—	—	—	1,66
27,22	—	—	—	—	—	—	1,73

Основные соотношения параметров в изобарном процессе следующие

$$v = \text{const}; \quad \Delta v = 0; \quad \frac{P_2}{P_1} = \frac{T_2}{T_1}, \tag{2.113}$$

т. е. давление газа прямо пропорционально абсолютной температуре.

$$c = c_v; \quad Q = \Delta u = u_2 - u_1 = c_v (t_2 - t_1); \quad L = 0, \tag{2.114}$$

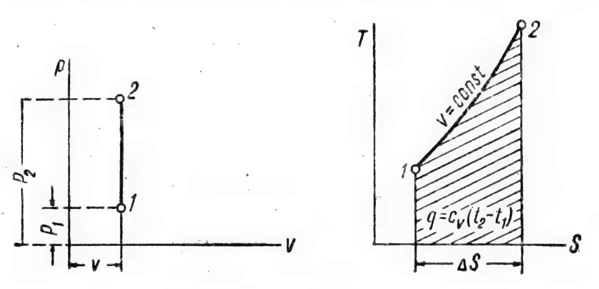


Рис. 2.30. График изохорического процесса.

т. е. все тепло, подводимое извне к газу, идет на увеличение его внутренней энергии.

Изменение энтропии газа

$$\Delta S = S_2 - S_1 = c_v \ln \frac{T_2}{T_1} + AR \ln \frac{v_2}{v_1}, \tag{2.115}$$

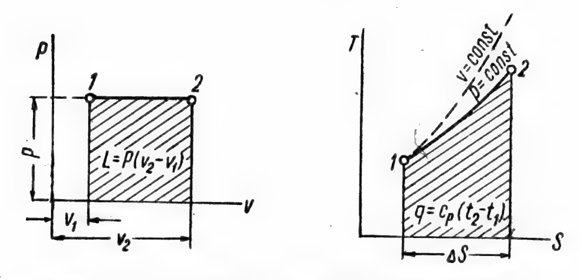


Рис. 2.31. График изобарического процесса.

так как

$$\frac{v_2}{v_1} = 1, \text{ а } \ln \frac{v_2}{v_1} = 0,$$

то

$$S_2 - S_1 = c_v \ln \frac{T_2}{T_1} \text{ или}$$

$$S_2 - S_1 = 2{,}303\, c_v \lg \frac{T_2}{T_1} = 2{,}303\, c_v \lg \frac{P_2}{P_1}. \tag{2.116}$$

Изобарными называются процессы, протекающие при постоянном давлении газа.

Графики процесса в системе координат Pv и TS приведены на рис. 2.31. Процесс расширения изображается горизонтальной прямой *1—2*, а процесс сжатия, протекающий в обратном направлении, прямой *2—1*.

Соотношения параметров в изобарном процессе следующие:

$$P = \text{const}; \quad \Delta P = 0; \quad \frac{v_2}{v_1} = \frac{T_2}{T_1}; \tag{2.117}$$

т. е. объем газа прямо пропорционален абсолютной температуре.

$$Q = c_v(t_2 - t_1) + AP(v_2 - v_1) = c_p(t_2 - t_1) = \Delta i = i_2 - i_1, \quad (2.118)$$

т. е. теплота, сообщаемая газу в изобарном процессе, полностью расходуется на изменение его энтальпии.

$$Q = \Delta u + AP(v_2 - v_1) = u_2 - u_1 + AP(v_2 - v_1), \quad (2.119)$$

$$L = P(v_2 - v_1) = R(T_2 - T_1) = R(t_2 - t_1). \quad (2.120)$$

Изменение энтропии газа в изобарном процессе

$$\Delta S = S_2 - S_1 = c_p \ln \frac{T_2}{T_1} - AR \ln \frac{P_2}{P_1}, \quad (2.121)$$

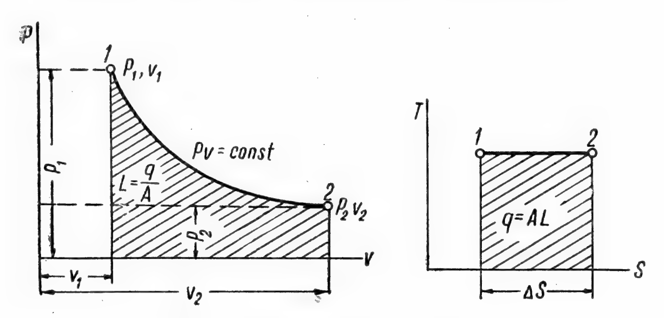


Рис. 2.32. График изотермического процесса.

так как

$$\frac{P_2}{P_1} = 1 \quad \text{и} \quad \ln 1 = 0,$$

то

$$\Delta S = S_2 - S_1 = c_p \ln \frac{T_2}{T_1}$$

или

$$S_2 - S_1 = 2{,}303\, c_p \lg \frac{T_2}{T_1} = 2{,}303\, c_p \lg \frac{v_2}{v_1}. \quad (2.122)$$

Изотермическими называются процессы, протекающие при постоянной температуре.

Так как при таких процессах $T = \text{const}$, то по уравнению состояния $Pv = RT = \text{const}$

$$P_1v_1 = P_2v_2 = Pv = \text{const}.$$

Графики процесса в системе координат Pv и TS приведены на рис. 2.32. Процесс расширения газа изображается равнобочной гиперболой 1—2, а процесс сжатия, протекающий в обратном направлении, кривой 2—1.

Соотношения параметров для изотермического процесса следующие:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{v_2}{v_1} \quad (2.123)$$

т. е. объемы газа обратно пропорциональны давлениям

$$\Delta u = u_2 - u_1 = 0 \quad (u = \text{const}), \quad (2.124)$$

$$\Delta i = i_2 - i_1 = 0 \quad (i = \text{const}), \quad (2.125)$$

т. е. изменение внутренней энергии и энтальпии газа равно нулю.

$$Q = AL; \quad L = 2{,}303\, RT \lg \frac{P_1}{P_2} = 2{,}303\, RT \lg \frac{v_2}{v_1} =$$

$$= 2{,}303\, P_1 v_1 \lg \frac{P_1}{P_2}. \qquad (2.126)$$

При изотермическом процессе теплоемкость $c = \infty$, так как даже большой подвод тепла не может вызвать изменения температуры газа.

Изменение энтропии газа

$$\Delta S = S_2 - S_1 = 2{,}303\, AR \lg \frac{P_1}{P_2} = 2{,}303\, AR \lg \frac{v_2}{v_1}. \qquad (2.127)$$

Адиабатическими называются процессы, протекающие без подвода и отвода тепла. Графики адиабатического процесса изображены

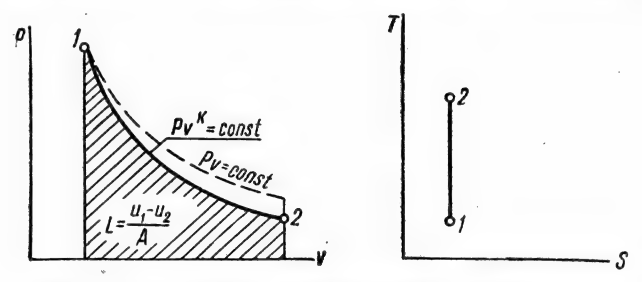


Рис. 2.33. График адиабатического процесса.

на рис. 2.33 Процесс расширения показан кривой *1—2*, а процесс сжатия обратной кривой *2—1*.

Соотношения параметров для адиабатического процесса следующие:

$$Pv^K = \text{const} \quad \text{или} \quad \frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^K, \qquad (2.128)$$

$$Tv^{K-1} = \text{const} \quad \text{или} \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{K-1}, \qquad (2.129)$$

$$TP^{\frac{1-K}{K}} = \text{const} \quad \text{или} \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}. \qquad (2.130)$$

Работа при адиабатическом процессе

$$AL = u_1 - u_2 = c_v (t_1 - t_2) \qquad (2.131)$$

$$L = \frac{c_v}{A}(t_1 - t_2) = \frac{R}{K-1}(T_1 - T_2) = \frac{1}{K-1}(P_1 v_1 - P_2 v_2) =$$

$$= \frac{P_1 v_1}{K-1}\left(1 - \frac{T_2}{T_1}\right) = \frac{P_1 v_1}{K-1}\left[1 - \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{K-1}\right] =$$

$$= \frac{P_1 v_1}{K-1}\left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]. \qquad (2.132)$$

В уравнениях адиабатического процесса $K = \frac{c_p}{c_v}$.

Так как характеристикой адиабатного процесса является отсутствие теплообмена с окружающей средой, $Q = 0$ и $\Delta Q = 0$, то и $\Delta S = 0$ или $S_2 - S_1 = \text{const}$.

Политропическими называются термодинамические процессы, удовлетворяющие уравнению

$$P_1 v_1^n = P_2 v_2^n = P v^n = \text{const}, \tag{2.133}$$

где n — произвольное, но для данного процесса постоянное число.

Для идеального газа с постоянной теплоемкостью c_P и c_v каждый политропический процесс имеет определенное отношение $\frac{\Delta u}{Q} = a$, и уравнение $Pv^n = \text{const}$ обобщает приведенные выше процессы:

при	$v = \text{const}$	$n = \pm\infty;$	$a = 1;$	$c = c_v;$
»	$P = \text{const}$	$n = 0;$	$a = \frac{1}{K};$	$c = c_P;$
»	$t = \text{const}$	$n = 1;$	$a = 0;$	$c = \infty;$
»	$\Delta Q = 0$	$n = K;$	$a = \infty;$	$c = 0.$

Политропические процессы применяются для отображения процессов расширения газов в тепловых двигателях; при этом показатель политропы n изменяется от 1 до K.

Соотношения параметров для политропического процесса выражаются уравнениями:

$$Pv^n = \text{const}; \quad \frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^n; \tag{2.134}$$

$$Tv^{n-1} = \text{const}; \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{n-1}; \tag{2.135}$$

$$TP^{\frac{1-n}{n}} = \text{const}; \quad \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}; \tag{2.136}$$

$$c = c_v \frac{n-K}{n-1}. \tag{2.137}$$

Работа при политропическом процессе

$$L = \frac{1}{n-1}(P_1 v_1 - P_2 v_2) = \frac{P_1 v_1}{n-1}\left[1 - \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{n-1}\right] = \frac{P_1 v_1}{n-1}\left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}\right] =$$
$$= \frac{P_1 v_1}{n-1}\left(1 - \frac{T_2}{T_1}\right) = \frac{R}{n-1}(T_1 - T_2). \tag{2.138}$$

С целью упрощения практических расчетов в табл. 2.43 для различного показателя n и отношения $\frac{P_1}{P_2}$ приведены соответствующие значения $\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1}{n}}$ и $\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{n-1}{n}}$.

Таблица 2.43

Адиабатическое и политропическое расширение газов

$\frac{P_1}{P_2}$	n				n			
	1,4 (адиабата)	1,3	1,2	1,1	1,4 (адиабата)	1,3	1,2	1,1
	Значения $\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1}{n}} = \frac{v_2}{v_1}$				Значения $\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{n-1}{n}} = \frac{T_1}{T_2}$			
1,1	1,070	1,076	1,083	1,090	1,028	1,022	1,016	1,009
1,2	1,139	1,151	1,164	1,180	1,053	1,043	1,031	1,017
1,3	1,206	1,224	1,227	1,269	1,078	1,062	1,045	1,024
1,4	1,271	1,295	1,323	1,358	1,101	1,081	1,058	1,031
1,5	1,336	1,366	1,401	1,445	1,123	1,098	1,070	1,038
1,6	1,399	1,436	1,479	1,533	1,144	1,115	1,081	1,044
1,7	1,461	1,504	1,557	1,620	1,164	1,130	1,092	1,050
1,8	1,522	1,571	1,633	1,706	1,183	1,145	1,103	1,055
1,9	1,581	1,638	1,706	1,791	1,201	1,160	1,113	1,060
2,0	1,641	1,705	1,782	1,879	1,219	1,174	1,123	1,065
2,5	1,924	2,023	2,145	2,300	1,299	1,235	1,165	1,087
3,0	2,193	2,330	2,498	2,715	1,369	1,289	1,201	1,105
3,5	2,449	2,624	2,842	3,126	1,431	1,336	1,232	1,121
4,0	2,692	2,907	3,177	3,505	1,487	1,378	1,260	1,134
4,5	2,926	3,178	3,500	3,925	1,537	1,415	1,285	1,147
5,0	3,156	3,449	3,824	4,320	1,583	1,449	1,307	1,157
5,5	3,378	3,712	4,142	4,710	1,627	1,482	1,328	1,167
6,0	3,598	3,970	4,447	5,100	1,668	1,512	1,348	1,177
6,5	3,809	4,218	4,760	5,483	1,707	1,540	1,366	1,186
7,0	4,012	4,467	5,058	5,861	1,742	1,566	1,383	1,194
7,5	4,217	4,710	5,360	6,250	1,778	1,591	1,399	1,201
8,0	4,415	4,950	5,650	6,620	1,811	1,616	1,414	1,208
8,5	4,612	5,187	5,950	6,997	1,843	1,639	1,429	1,215
9,0	4,800	5,420	6,240	7,370	1,873	1,660	1,442	1,221
9,5	4,993	5,651	6,528	7,742	1,903	1,681	1,455	1,227
10,0	5,188	5,885	6,820	8,120	1,931	1,701	1,468	1,233
11	5,544	6,325	7,376	8,845	1,984	1,739	1,491	1,244
12	5,900	6,763	7,931	9,574	2,034	1,774	1,513	1,253
13	6,247	7,193	8,478	10,30	2,081	1,807	1,533	1,263
14	6,587	7,614	9,018	11,01	2,126	1,839	1,549	1,271
15	6,919	8,030	9,551	11,73	2,168	1,868	1,570	1,279
16	7,246	8,438	10,08	12,44	2,208	1 806	1,587	1,287
17	7,566	8,841	10,60	13,14	2,247	1,923	1,604	1,294
18	7,882	9,238	11,12	13,84	2,284	1,948	1,619	1,301
19	8,192	9,631	11,63	14,54	2,319	1,973	1,633	1,307
20	8,498	10,02	12,14	15,23	2,354	1,996	1,648	1,313
21	8,803	10,40	12,64	15,93	2,387	2,019	1,661	1,319
22	9,097	10,78	13,14	16,61	2,418	2,041	1,674	1,324
23	9,390	11,15	13,64	17,30	2,449	2,062	1,688	1,330
24	9,680	11,53	14,13	17,97	2,479	2,082	1,698	1,335
25	9,967	11,89	14,62	18,65	2,508	2,102	1,710	1,340
26	10,25	12,26	15,10	19,34	2,537	2,121	1,721	1,345
27	10,53	12,62	15,58	20,01	2,564	2,140	1,732	1,349
28	10,81	12,98	16,07	20,68	2,591	2,158	1,743	1,354
29	11,08	13,33	16,54	21,36	2,617	2,175	1,753	1,358
30	11,35	13,68	17,02	22,02	2,643	2,192	1,763	1,362
31	11,62	14,03	17,49	22,69	2,667	2,209	1,773	1,366
32	11,89	14,38	17,96	23,35	2,692	2,225	1,782	1,370
33	12,15	14,69	18,43	24,01	2,715	2,241	1,792	1,374
34	12,42	15,06	18,89	24,68	2,739	2,256	1,800	1,378
35	12,67	15,41	19,35	25,34	2,761	2,272	1,809	1,382
36	12,93	15,74	19,81	25,99	2,784	2,287	1,817	1,385
37	13,19	16,07	20,26	26,65	2,806	2,301	1,826	1,389
38	13,14	16,41	20,72	27,30	2,827	2,315	1,834	1,392
39	13,69	16,74	21,18	27,95	2,848	2,329	1,842	1,395
40	13,94	17,07	21,63	28,60	2,869	2,343	1,850	1,398

В приведенных уравнениях приняты следующие обозначения:

P — абсолютное давление газа, *кГ/м²*;
v — удельный объем газа, *м³/кГ*;
t_1 и t_2 — температура газа в начале и конце процесса, °С;
T_1 и T_2 — абсолютные температуры газа в начале и конце процесса, °К;
Δu — изменение внутренней энергии газа в начале и в конце процесса, *ккал/кг*;
u_1 и u_2 — внутренняя энергия газа в начале и в конце процесса, *ккал/кг*;
Δi — изменение энтальпии газа при переходе его из начального в конечное состояние, *ккал/кГ*;
i_1 и i_2 — энтальпия газа в начале и в конце процесса, *ккал/кГ*;
c — теплоемкость газа, соответствующая рассматриваемому процессу, *ккал/кГ·град*;
c_p и c_v — теплоемкость газа при постоянном давлении и при постоянном объеме, *ккал/кГ·град*;
L — работа процесса при переходе газа из начального в конечное состояние, *кГм/кг*;
Q — количество теплоты, подведенной к газу извне или отведенной от него во внешнюю среду при изменении состояния газа от начального до конечного, *ккал/кг*;
A — тепловой эквивалент работы, $A = \frac{1}{427}$ *ккал/кГм*;
R — удельная газовая постоянная, *кГм/кг·град*;

Приведенные уравнения даны для 1 *кГ* идеального газа.

Смешение газов. *Давление и температура газов после смешения при постоянном объеме.*

Если химически не взаимодействущие газы до их смешения имеют объемы V_1, $V_2 \ldots V_n$, веса G_1, $G_2 \ldots G_n$ при давлениях P_1, $P_2 \ldots P_n$ и температурах t_1, $t_2 \ldots t_n$, то при условии постоянства объема $V = \text{const}$ объем, температура и давление смеси определяются по следующим уравнениям:

объем смеси

$$V_{\text{см}} = V_1 + V_2 + \ldots + V_n = \sum_1^n V_i; \tag{2.139}$$

температура смеси

$$t_{\text{см}} = \frac{\sum\limits_1^n \frac{P_i V_i}{T_i} (\mu_i c_{vi})_0^{t_i} t_i}{\sum\limits_1^n \frac{P_i V_i}{T_i} (\mu_i c_{vi})_0^{t_{\text{см}}}}; \tag{2.140}$$

абсолютная температура смеси:

$$T_{\text{см}} = \frac{\sum\limits_1^n P_i V_i (\mu_i c_{vi})_0^{T_i}}{\sum\limits_1^n \frac{P_i V_i}{T_i} (\mu_i c_{vi})_0^{T_{\text{см}}}}; \tag{2.141}$$

давление газа после смешения

$$P_{\text{см}} = \frac{T_{\text{см}}}{V_{\text{см}}} \sum_{1}^{n} G_i R_i = \frac{T_{\text{см}}}{V_{\text{см}}} \sum_{1}^{n} \frac{P_i V_i}{T_i}. \tag{2.142}$$

Уравнения 2.139—2.142 основаны на равенстве внутренней энергии газов до смешения и после смешения, вытекающем из условия отсутствия теплообмена с окружающей средой и постоянства объема (отсутствия внешней работы).

Смешение потоков газа при постоянном давлении. Если потоки газов имеют расходы в единицу времени по объему $V_1, V_2 \ldots V_n$, а их температуры и давления до смешения $t_1, t_2 \ldots t_n$ и $P_1, P_2 \ldots P_n$, то температуры после смешения и объемные расходы смеси могут быть определены по уравнениям:

температура смеси

$$t_{\text{см}} = \frac{\sum_{1}^{n} \frac{P_i V_i}{T_i} (\mu_i c_{Pi})_0^{t_i} t_i}{\sum_{1}^{n} \frac{P_i V_i}{T_i} (\mu_i c_{Pi})_0^{t_{\text{см}}}}; \tag{2.143}$$

абсолютная температура смеси:

$$T_{\text{см}} = \frac{\sum_{1}^{n} P_i V_i (\mu_i c_{Pi})_0^{T_i}}{\sum_{1}^{n} \frac{P_i V_i}{T_i} (\mu_i c_{Pi})_0^{T_{\text{см}}}}. \tag{2.144}$$

Давление P после смешения не должно превышать давления того потока, у которого оно было наименьшим.

Расход смеси в единицу времени при давлении P и температуре смеси $T_{\text{см}}$

$$V_{\text{см}} = \frac{T_{\text{см}}}{P} \sum_{1}^{n} \frac{P_i V_i}{T_i}. \tag{2.145}$$

При равенстве мольных теплоемкостей и давлений газов во всех потоках уравнения упрощаются

$$t_{\text{см}} = \frac{\sum_{1}^{n} \frac{V_i}{T_i} t_i}{\sum_{1}^{n} \frac{V_i}{T_i}}; \quad T_{\text{см}} = \frac{\sum_{1}^{n} V_i}{\sum_{1}^{n} \frac{V_i}{T_i}}. \tag{2.146}$$

Уравнения 2.143—2.146 основаны на постоянстве энтальпии системы, т. е. на отсутствии при смешении теплообмена с окружающей средой и отдачи внешней работы.

В уравнениях 2.139—2.146 приняты обозначения:

$G_1, G_2 \ldots G_n, G_i$ — веса газов, образующих смесь, *кГ*;
$V_1, V_2 \ldots V_n, V_i$ — объемы газов, входящих в смесь, *м*^{3};
$P_1, P_2 \ldots P_n, P_i$ — абсолютное давление газов, *ата*;
$t_1, t_2 \ldots t_n, t_i$ — температуры газов, образующих смесь, °C;
$T_1, T_2 \ldots T_n, T_i$ — абсолютные температуры газов, входящих в смесь, °K;
$t_{см}$ и $T_{см}$ — температуры смеси, °C и °K;
$c_{v_1}, c_{v_2} \ldots c_{v_n}, c_{v_i}$ — теплоемкости при постоянном объеме газов, образующих смесь, *ккал/кГ·град*;
$c_{P_1}, c_{P_2} \ldots c_{P_n}, c_{P_i}$ — теплоемкости при постоянном давлении газов, образующих смесь, *ккал/кГ·град*;
$\mu_1, \mu_2 \ldots \mu_n, \mu_i$ — молекулярные веса газов, образующих смесь.

15. Теплопроводность газов

Теплопроводность вещества определяется количеством тепла Q, проходящего через плоскую стенку толщиной δ и поверхностью F за время τ

Согласно закону Фурье это количество тепла определяется уравнением

$$Q = \frac{\lambda}{\delta} \Delta t F \tau, \qquad (2.147)$$

где λ — коэффициент теплопроводности, характеризующий способность веществ проводить тепло, *ккал/м·час·град*;
δ — толщина плоской стенки, *м*;
$\Delta t = t_1 - t_2$ — разность температур, °C;
F — площадь плоской стенки, *м*^{2};
τ — время, часы;
Q — количество тепла, *ккал*.

Согласно молекулярно-кинетической теории газов теплопроводность не зависит от давления, под которым находится газ, так как плотность газов прямо пропорциональна давлению, а длина свободного пути молекул обратно пропорциональна давлению. Практически теплопроводность реальных газов несколько возрастает с увеличением давления.

С повышением температуры коэффициент теплопроводности газов возрастает примерно на 0,000054 на каждый градус.

Более точно эта зависимость может быть определена по формуле Сутерланда

$$\lambda = \lambda_0 \frac{273{,}16 + C}{T + C} \left(\frac{T}{273{,}16}\right)^{3/2}, \qquad (2.148)$$

где λ — коэффициент теплопроводности газа при T, °K;
λ_0 — коэффициент теплопроводности при 273,16° K;
C — константа, приведенная в табл. 2.7.

Значения коэффициентов теплопроводности для ряда газов и паров при $t = 0°$ C и $P = 760$ *мм* рт. ст. приведены в табл. 2.44, а коэффициентов теплопроводности для двух- и трехатомных газов, в зависимости от температуры, в табл. 2.45.

Таблица 2.44

Коэффициенты теплопроводности некоторых газов и паров при $t = 0°$ С и $P = 760$ *мм* рт. ст.

Наименование газа или пара	λ, *ккал/м · час · град*	Наименование газа или пара	λ, *ккал/м · час · град*
Азот	0,0214	Метан	0,0258
Аммиак	0,0185	Окись углерода	0,0194
Ацетилен	0,0158	Пентан	0,0110
Бензол	0,0076	Пропан	0,0127
н-Бутан	0,0116	Сероводород	0,0113
изо-Бутан	0,0119	Двуокись серы	0,0066
Воздух	0,021	Двуокись углерода	0,0118
Водород	0,150	Этан	0,0155
Кислород	0,0215	Этилен	0,0141
Водяной пар	0,0139		

Таблица 2. 45

Коэффициенты теплопроводности $\lambda \cdot 10^3$ *ккал/м · час · град* для двух- и трехатомных газов в зависимости от температуры

Т-ра, °С	Кислород	Азот	Водород	Двуокись углерода	Водяной пар	Дымовые газы (CO_2—13%) при содержании водяных паров, %				
						5	10	15	20	25
0	21,55	21,38	150	12,42	13,89	19,3	19,8	19,9	19,9	20,0
100	27,99	27,09	186	19,52	21,19	26,6	27,2	27,6	27,8	28,0
200	34,37	32,30	222	26,70	28,94	33,7	34,5	35,2	35,8	36,1
300	40,64	37,31	258	33,86	39,24	42,2	43,7	44,9	45,8	46,6
400	46,65	42,44	294	40,84	49,06	47,0	48,9	50,7	52,1	53,1
500	52,40	47,47	330	47,60	60,16	53,2	55,9	48,2	60,1	61,6
600	57,72	52,35	366	54,07	72,10	59,4	62,8	65,7	68,2	70,5
700	62,82	57,08	402	60,27	84,68	65,0	69,3	72,9	76,1	78,8
800	66,69	61,63	438	66,12	98,10	70,4	75,5	80,1	84,1	87,2
900	72,00	66,03	474	71,74	111,90	75,5	81,7	87,1	92,1	96,3
1000	76,36	70,27	510	77,10	126,10	80,8	87,8	94,4	100,0	105,0
1100	80,60	74,29	546	82,26	140,50	85,8	93,7	101,0	108,0	114,0
1200	84,60	78,17	582	87,11	155,0	—	—	—	—	—

Коэффициенты теплопроводности большинства неметаллических жидкостей, за исключением воды, укладываются в пределы 0,075—0,20 *ккал/м. час. град*.

Так как экспериментальных данных о теплопроводности сжиженных газов недостаточно, в практике для определения теплопроводности прибегают к применению различных эмпирических формул. Наибольшее распространение для определения коэффициента теплопроводности получила формула Вебера.

$$\lambda = 1{,}28\,\gamma\, c_p \left(\frac{\gamma}{M}\right)^{1/3}, \qquad (2.149)$$

где λ — коэффициент теплопроводности, *ккал/м · час · град*;
γ — удельный вес сжиженного газа, *кГ/л*;
M — молекулярный вес;
c_p — удельная весовая теплоемкость, *ккал/кГ · град*.

Для подсчета коэффициента теплопроводности сжиженных углеводородов более точно вместо коэффициента 1,28 применять коэффициент 1,5, а для азота и кислорода 0,86.

Теплопроводность смесей газов и жидкостей подсчитывается по правилу адитивности.

Коэффициенты теплопроводности сжиженных газов приведены в табл. 2.46.

Таблица 2.46

Коэффициенты теплопроводности сжиженных газов (жидкостей)

Наименование газов	Т-ра, °С	Коэфф. теплопроводности, *ккал/м · час · град*
Азот	—200	0,18
	—195,3	0,13
	—182,7	0,107
	—169,1	0,082
	—161,4	0,070
Кислород	—200	0,18
	—196,2	0,17
	—169,6	0,118
	—161,3	0,107
	—144,6	0,083
	—126,1	0,058
Окись углерода	—194,7	0,128
	—182,7	0,104
	—170,3	0,086
	—160,7	0,075
Метан	—169,9	0,174
	—160,6	0,167
	—127,8	0,112
	—100,3	0,09
Этан	—175,5	0,21
	—169,7	0,20
	—100,0	0,156
	—73,2	0,142
	—27,5	0,104
	0,6	0,09
Этилен	—160,5	0,218
	—129,0	0,190
	—100,4	0,158
	—74,0	0,133
	—28,8	0,108
	0,3	0,068
Гексан	4,0	0,13
Пентан	4,0	0,121
	14,0	0,103
Бензол	12,0	0,12

16. Теплота сгорания и превращения

Тепловой эффект реакции. Каждая химическая реакция сопровождается либо выделением теплоты (экзотермическая реакция), либо поглощением теплоты (эндотермическая реакция). Тепловым эффектом реакции называется то количество теплоты, которое выделяется или поглощается при превращении одного моля, одного килограмма или одного кубического метра (для газа) вещества.

Например в реакции один моль углерода, соединяясь с одним молем газообразного кислорода, образует один моль двуокиси углерода, с выделением 97 650 *ккал* тепла. Тепловой эффект этой реакции составляет 97 650 *ккал/моль*.

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 97\,650 \textit{ ккал}$$

Теплота реакции не зависит от метода, который применяется для получения конечных продуктов реакции из реагирующих веществ (закон Гесса), т. е. общая теплота реакций остается постоянной независимо от того, протекает ли реакция в одну или несколько стадий.

Так, если

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 97\,650 \textit{ ккал}$$

и

$$CO + {}^1/_2O_2 \rightarrow CO_2 + 67\,680 \textit{ ккал},$$

то

$$C + {}^1/_2O_2 \rightarrow CO + 29\,970 \textit{ ккал}.$$

Тепловой эффект реакции горения горючих веществ положительный, за исключением случаев реакций диссоциации (расщепления) части конечных продуктов.

Реакция горения

$$CO + {}^1/_2O_2 \rightleftarrows CO_2 + Q$$

и реакция

$$H_2 + {}^1/_2O_2 \rightleftarrows H_2O + Q$$

являются обратимыми, т. е. наряду с процессами окисления (прямые экзотермические реакции) могут происходить процессы диссоциации продуктов горения (обратные эндотермические реакции) с обратной затратой тепла.

Соотношение между исходными и конечными продуктами прямой реакции определяется по константам равновесия, зависящим от температуры. При температурах, превышающих 1500—1600° С, обратные реакции идут интенсивно, и в продуктах горения содержится значительное количество диссоциированных в CO, H_2 и O_2 газов. Так как диссоциация связана с обратной затратой тепла, полученного при прямой реакции, то она приводит к потерям тепловой энергии, пропорциональной количеству диссоционированных газов.

Теплота сгорания. Теплотой сгорания или теплотворной способностью называется количество тепла, выраженное в килокалориях, которое выделяется при полном сгорании одного моля, одного килограмма или одного кубического метра (для газа) топлива. Продуктами полного окисления горючей части топлива являются двуокись углерода, водяные

пары, а при наличии в топливе соединений, содержащих серу, и сернистый газ.

Различают высшую $Q_в$ и низшую $Q_н$ теплотворную способность топлива Высшая теплотворная способность соответствует условию, при котором водяные пары, находящиеся в продуктах сгорания, доводятся до жидкого состояния.

В практических условиях сжигания топлива водяные пары как правило не конденсируются, а удаляются в виде пара с другими продуктами сгорания и инертными газами (азот, кислород) во внешнюю атмосферу. С целью приближения к реальным условиям сжигания топлива введено понятие низшей теплотворной способности. Разница между высшей и низшей теплотворной способностью топлива равна теплоте конденсации водяных паров, составляющей около 600 *ккал* на каждый килограмм водяных паров, образующихся в процессе сгорания топлива.

Величины теплотворных способностей ряда газов и паров приведены в табл. 2.47.

Таблица 2. 47

Теплота сгорания газов и паров

Наименование газа или пара	$Q_в$	$Q_н$		
	ккал/моль	*ккал/моль*	*ккал/нм*^{3}	*ккал/кГ*
Окись углерода	67680	67680	3021	2417
Водород	63317	57798	2579	28667
Метан	212798	191759	8555	11953
Этан	372820	341262	15226	11349
Пропан	530605	488527	21795	11079
Бутан	687782	635185	28338	10929
Пентан	845160	782043	34890	10840
Бензол	783080	751522	33528	9622
Метилбензол	943500	901421	40220	9784
Этилбензол	1101130	1048532	46778	9877
Этилен	337234	316195	14107	11272
Пропилен	491981	460422	20541	10942
Бутилен	649757	607679	27111	10831
Пентилен	806850	754253	33650	10755
Ацетилен	310615	300095,5	13388	11526

Высшая и низшая теплотворные способности смеси сухих горючих газов могут быть вычислены по составу газа и теплотворным способностям компонентов

$$Q^c_{(0^\circ\,760)} = r_1Q_1 + r_2Q_2 + \ldots r_nQ_n, \qquad (2.150)$$

где $r_1, r_2 \ldots r_n$ — объемные (молярные) доли компонентов, входящих в смесь;

$Q_1, Q_2, \ldots Q_n$ — высшие или, соответственно, низшие теплотворные способности 1 $м^3$ или 1 моля компонентов при 0° С и 760 *мм* рт. ст.

$Q^c_{(0^\circ\,760)}$ — высшая или, соответственно, низшая теплотворная способность 1 $м^3$ или 1 моля смеси газов при 0° С и 760 *мм* рт. ст.

Низшая теплотворная способность влажного газа при давлении *P мм* рт. ст., температуре t° С и относительной влажности φ определяется по формуле

$$Q^{вл}_{н\,(tP)} = Q^{с}_{н\,(0^\circ\,760)} \frac{P \cdot T_0}{760 \cdot T}\left[1 - \frac{\varphi P_c}{P}\left(1 + \frac{18 \cdot 600}{22{,}4 \cdot Q^{с}_{н\,(0^\circ\,760)}}\right)\right] \text{ ккал/м}^3, \quad (2.151)$$

где $Q^{с}_{н\,(0^\circ\,760)}$ — низшая теплотворная способность сухого газа, *ккал/нм³*;
P_c — упругость насыщенного пара, *мм* рт. ст.;
T_0 — 273 *град*; $T = 273 + t$ *град*.

Зная состав газа в объемных процентах, теплотворную способность смеси газов вычисляют по уравнениям, составленным по данным табл. 2.47.

Для газов термической переработки твердых топлив

$$Q^{с}_{н} = 25{,}8H_2 + 30{,}2CO + 85{,}5CH_4 + 141{,}1C_m H_n\,^*. \quad (2.152)$$

Для газов термической переработки нефти и ее продуктов

$$Q^{с}_{н} = 25{,}8\,H_2 + 30{,}2\,CO + 85{,}5\,CH_4 + 152{,}3\,C_2H_6 + 217{,}9\,C_3H_8 + 283{,}4\,C_4H_{10} + 141{,}1\,C_2H_4 + 205{,}4\,C_3H_6 + 271{,}1\,C_4H_8 \text{ ккал/нм}^3.$$

Для природных газов

$$Q^{с}_{н} = 85{,}5\,CH_4 + 152{,}3\,C_2H_6 + 217{,}9\,C_3H_8 + 283{,}4\,C_4H_{10} + 348{,}9\,C_5H_{12} \text{ ккал/нм}^3, \quad (2.153)$$

где H_2, CO, CH_4 и т. д. — объемные проценты газов, входящих в смесь.

Скрытая теплота превращений. Переходы из одного агрегатного состояния в другое сопровождаются выделением или поглощением тепла, называемого скрытой теплотой превращения (теплота испарения, теплота плавления, теплота сублимации).

Под скрытой теплотой испарения (теплотой конденсации) понимается количество тепла, необходимое для испарения одного моля или одного килограмма жидкости при постоянной температуре.

Скрытая теплота испарения зависит от вида жидкости, температуры и в незначительной мере от внешнего давления.

Количество тепла, которое поглощается, когда один моль или один килограмм твердого вещества переходит в жидкую фазу, или которое выделяется при переходе того же количества жидкого вещества в твердую фазу называется скрытой теплотой плавления. Скрытая теплота плавления меньше скрытой теплоты испарения. Количество тепла, которое поглощается при переходе одного моля или одного килограмма твердого вещества в паровую фазу, называется скрытой теплотой сублимации. Это количество тепла равно сумме скрытых теплот плавления и испарения при той же температуре.

Значения скрытых теплот испарения при температурах кипения, соответствующих давлению, равному 760 *мм* рт. столба, и скрытых теплот плавления приведены в табл. 2.17.

Значения скрытых теплот испарения сжиженных газов в зависимости от температуры даны в табл. 2.48.

---

* При подсчете теплотворной способности газов, содержащих кроме этилена, пропилен или бензол, теплотворную способность тяжелых углеводородов $C_m H_n$ следует принимать равной 17 000 *ккал/нм³* и вводить в формулу 2.152 вместо величины 141,1, величину 170,0.

Таблица 2.48

Скрытая теплота испарения пропана, *н*-бутана и *изо*-бутана в зависимости от температуры

Пропан		*н*-Бутан		*изо*-Бутан	
Темпера-тура, °C	Скрытая теплота испа-рения, *ккал/кГ*	Темпера-тура, °C	Скрытая теплота испа-рения, *ккал/кГ*	Темпера-тура, °C	Скрытая теплота испа-рения, *ккал/кГ*
—59,5	105,2	—17,8	92,2	—28,9	91,8
—53,9	103,3	—15,0	94,9	—26,1	91,2
—51,1	103,0	—12,2	94,2	—23,3	90,5
—45,5	101,8	— 9,4	93,6	—20,6	89,7
—40,0	100,2	— 6,8	93,2	—17,8	89,2
—37,2	99,7	— 3,9	92,5	—15,0	88,6
—34,4	99,2	— 1,1	92,0	—12,7	88,0
—31,7	98,5	+ 1,7	91,4	— 9,4	87,2
—28,9	97,7	4,4	91,0	— 6,7	86,2
—26,1	96,6	7,2	90,3	— 3,9	85,7
—23,3	96,4	10,0	89,8	— 1,1	85,2
—20,6	95,7	12,8	89,2	+ 1,7	84,6
—17,8	95,2	15,6	88,5	4,4	83,7
—15,0	94,6	18,3	88,0	7,2	83,2
—12,2	92,8	21,4	87,5	10,0	82,4
— 9,4	92,6	23,9	86,7	12,8	81,8
— 6,7	92,4	26,7	86,3	15,6	81,1
— 3,9	91,5	29,2	85,7	18,3	80,5
— 1,1	90,8	32,2	85,0	21,1	79,6
+ 1,7	90,0	35,0	84,3	23,9	78,8
4,4	89,1	37,8	83,6	26,7	78,0
7,2	88,0	40,6	82,7	29,4	77,3
10,0	87,0	43,3	82,1	32,2	76,4
12,8	85,8	46,1	81,2	35,0	75,5
15,6	84,7	48,9	80,4	37,8	74,6
18,3	83,6	51,7	79,4	40,6	74,0
21,1	82,3	54,4	78,4	43,3	72,7
23,9	81,4	57,2	77,6	46,1	71,8
26,7	80,6	60,0	76,8	48,9	70,8
29,4	78,8	62,8	75,8	51,7	70,0
32,2	77,6	65,6	74,6	54,4	68,3
35,0	76,5	68,3	73,8	57,2	66,8
37,8	75,4	71,1	72,7	60,0	65,7
40,6	74,2	73,9	71,7	62,8	64,2
43,3	72,9	76,7	70,4	65,6	62,7
46,1	71,3	79,4	69,6	68,3	61,5
48,9	69,7	82,2	68,6	71,1	59,7
51,7	68,0	—	—	73,9	57,7
54,4	64,6	—	—	76,7	56,1
57,2	64,4	—	—	79,4	54,4
60,0	62,6	—	—	82,2	52,7

17. Истечение газов и паров (адиабатическое)

Истечение из суживающего сопла или сопла, имеющего постоянное сечение. Истечение газа или пара из сосуда через сопло * во внешнюю среду происходит при условии, если давление в сосуде превышает давле-

* Соплом называется короткий канал с таким профилем, что при движении по нему газа или пара происходит увеличение скорости потока, уменьшение давления и увеличение объема газа (в нем происходит превращение потенциальной энергии газа в кинетическую энергию).

ние во внешней среде. При этом увеличение разности давлений в сосуде и внешней среде до определенных пределов ведет к увеличению скорости истечения газа или пара и его расхода. При определенном отношении давлений в сосуде и внешней среде в устье суживающего или имеющего постоянное сечение сопла устанавливается давление не изменяющееся при дальнейшем увеличении давления в сосуде или уменьшении давления во внешней среде. Это приводит к неизменности скорости истечения, обуславливающей одновременно и постоянство расхода.

Отношение давления во внешней среде P_2 к давлению в сосуде P_1, при котором расход газа становится постоянным и при дальнейшем понижении давления P_2 или повышении давления P_1 не изменяется, называется критическим отношением давлений и обозначается через $\beta_{кр} = \frac{P_2}{P_1}$

При критическом отношении давлений расход газа или пара при рабочих условиях для суживающих сопел или сопел, имеющих постоянное сечение, становится максимальным.

Соответствующие критическому отношению давлений значения давления, удельного объема и скорости истечения называются критическими и обозначаются $P_{кр}$, $v_{кр}$ и $W_{кр}$.

Критическая скорость равна скорости звука в газовой среде, имеющей состояние, характеризуемое $P_{кр}$ и $v_{кр}$.

Значение критического отношения давлений определяется уравнением

$$\beta_{кр} = \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{K}{K-1}}, \qquad (2.154)$$

где K — показатель адиабаты, равный отношению теплоемкости при постоянном давлении к теплоемкости при постоянном объеме $K = \frac{c_p}{c_v}$.

Часто встречающиеся в практических расчетах величины $\beta_{кр}$ и соответствующие им $P_{кр}$ следующие:

для одноатомного газа

$$K = 1{,}67;\ \frac{P_2}{P_1} = \beta_{кр} = 0{,}489\, P_1;\quad P_2 = P_{кр} = 0{,}489\, P_1;$$

для среднего двухатомного газа

$$K = 1{,}4;\ \frac{P_2}{P_1} = \beta_{кр} = 0{,}528;\quad P_2 = P_{кр} = 0{,}528\, P_1;$$

для среднего трехатомного и многоатомного газов

$$K = 1{,}29;\ \frac{P_2}{P_1} = \beta_{кр} = 0{,}548;\quad P_2 = P_{кр} = 0{,}548\, P_1;$$

для сухого насыщенного пара

$$K = 1{,}135;\ \frac{P_2}{P_1} = \beta_{кр} = 0{,}577;\quad P_2 = P_{кр} = 0{,}577\, P_1.$$

Приведенные значения $P_{кр}$ показывают, что для достижения скоростей истечения газа, равных скорости звука, необходимо иметь давление в сосуде, примерно в два раза превышающее давление в окружающей среде.

Определение скорости истечения W, по заданным P_1 и P_2 для суживающего сопла и сопла постоянного профиля при $\frac{P_2}{P_1} > \beta_{кр}$, т. е. при условии, если отношение давления во внешней среде к давлению в сосуде превышает критический перепад, производится по уравнениям:

$$W = \sqrt{2g \frac{K}{K-1} P_1 v_1 \left(1 - \frac{P_2 v_2}{P_1 v_1}\right)} \text{ м/сек.} \qquad (2.155)$$

Так как

$$P_1 v_1 = RT_1 \text{ и } P_2 v_2 = RT_2,$$

то

$$W = \sqrt{2g \frac{K}{K-1} P_1 v_1 \left(1 - \frac{T_2}{T_1}\right)} \text{ м/сек.} \qquad (2.156)$$

Заменяя в последнем уравнении отношение абсолютных температур отношением удельных объемов по формуле

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{K-1},$$

получим

$$W = \sqrt{2g \frac{K}{K-1} P_1 v_1 \left[1 - \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{K-1}\right]} \text{ м/сек.} \qquad (2.157)$$

Заменяя в формуле 2.156 отношение абсолютных температур отношением давлений по формуле

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}},$$

получим уравнение, имеющее наибольшее распространение в практических расчетах

$$W = \sqrt{2g \frac{K}{K-1} P_1 v_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]} \text{ м/сек.} \qquad (2.158)$$

Путем преобразований могут быть получены для скорости истечения уравнения

$$W = \sqrt{2gL} = \sqrt{2g \frac{1}{A} (i_1 - i_2)} = 91{,}53 \sqrt{i_1 - i_2}. \qquad (2.159)$$

Объемный и весовой секундные расходы газа определяются по уравнениям

$$V = fw \text{ м}^3\text{/сек}, \qquad (2.160)$$

$$G = \frac{fw}{v} \text{ кГ/сек} \qquad (2.161)$$

или

$$V = f \sqrt{2g \frac{K}{K-1} P_1 v_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]} \text{ м}^3\text{/сек}, \qquad (2.162)$$

$$G = f \sqrt{2g \frac{K}{K-1} \frac{P_1}{v_1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K+1}{K}}\right]} \text{ кГ/сек.} \qquad (2.163)$$

Определение критической скорости истечения и соответствующего ей максимального расхода газа для сопел тех же профилей производится по уравнениям

$$W_{кр} = \sqrt{2g\,\frac{K}{K+1}\,P_1 v_1}\ \ м/сек; \qquad (2.164)$$

$$W_{кр} = \sqrt{2g\,\frac{K}{K+1}\,RT_1} = 91{,}53\sqrt{i_1 - i_2}\ \ м/сек; \qquad (2.165)$$

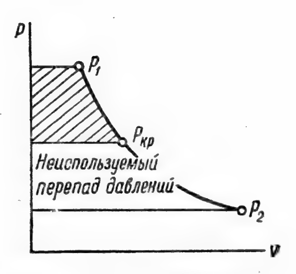


Рис. 2.34. График истечения из суживающего сопла и сопла постоянного профиля.

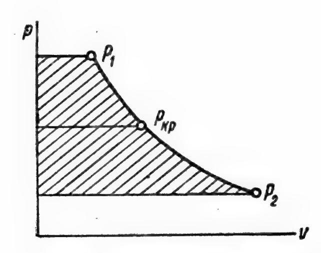


Рис. 2.35. График истечения из расширяющегося сопла.

$$V_{max} = f\sqrt{2g\,\frac{K}{K+1}\,P_1 v_1}\ \ м^3/сек; \qquad (2.166)$$

$$G_{max} = f\sqrt{2g\,\frac{K}{K+1}\,\frac{P_1}{v_1}\left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{K-1}}}\ \ кГ/сек. \qquad (2.167)$$

При $K = 1{,}4$

$$W_{кр} = 3{,}38\sqrt{P_1 v_1} = 3{,}38\sqrt{RT_1}\ \ м/сек; \qquad (2.168)$$

$$G_{max} = 2{,}15 f\sqrt{\frac{P_1}{v_1}}\ \ кГ/сек. \qquad (2.169)$$

Истечение газов и паров из расширяющегося сопла. Недостатком суживающегося сопла и сопла постоянного профиля является неполное использование располагаемого перепада давлений в широком диапазоне его изменения (рис. 2.34).

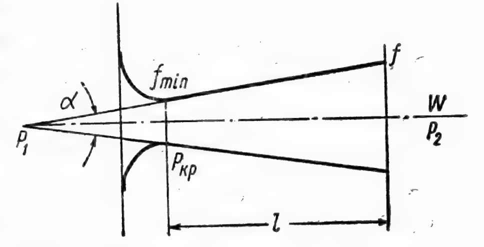


Рис. 2.36. Расширяющееся сопло.

Для полного использования перепада давлений (рис. 2.35) и получения скоростей истечения, превышающих критическую скорость, применяются расширяющиеся сопла (рис. 2.36).

Угол конусности в таких соплах во избежание отрыва струи от стенок, вызывающего дополнительные сопротивления, принимается равным $\varphi = 6 \div 12°$.

Площадь минимального сечения расширяющегося сопла определяется уравнением

$$f_{min} = \frac{G v_{кр}}{W_{кр}}\ \ м^2. \qquad (2.170)$$

Для двухатомных газов

$$f_{\min} = \frac{G}{2{,}15\sqrt{\frac{P_1}{v_1}}}\ м^2. \qquad (2.171)$$

Для многоатомных газов

$$f_{\min} = \frac{G}{2{,}09\sqrt{\frac{P_1}{v_1}}}\ м^2. \qquad (2.172)$$

Площадь выходного сечения сопла

$$f = f_{\min}\frac{W_{кр}v_2}{Wv_{кр}}\ м^2. \qquad (2.173)$$

Заменяя в уравнении 2.173 $v_2 = v_1\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1}{K}}$ и W значением из уравнения 2.158 получим

$$f = f_{\min}\frac{W_{кр}v_1\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1}{K}}}{v_{кр}\sqrt{2g\frac{K}{K-1}P_1v_1\left[1-\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]}}\ м^2. \qquad (2.174)$$

Длина расширяющейся части сопла

$$l = \frac{d-d_{\min}}{2\,\mathrm{tg}\,\frac{\varphi}{2}}, \qquad (2.175)$$

где d и $d_{\min}$ — диаметры соответственно выходного и минимального сечений сопла.

Уравнения для истечения газов и паров выведены применительно к адиабатному изменению состояния рабочего вещества в процессе его истечения и не учитывают трения и сжатия струи при вытекании ее через сопло. Поэтому действительная скорость и расход газа будут меньше, чем в идеальном случае без учета указанных факторов.

$$W_д = W\cdot\varphi \text{ и } V_д = V\cdot\varphi,$$

где φ — коэффициент, меньший единицы.

Значения коэффициента φ, зависящие от профиля сопла, приведены в главах 9 и 14.

18. Диффузия газов

Диффузией называется процесс проникновения молекул одного вещества в другое вещество, а также проникновение одного вещества через материю другого, например проникновение газа через пористые тела. Максимальной скоростью диффузии обладают газы, в которых различаются следующие виды диффузии: газ в газ, газ в жидкость и газ в твердое тело.

Диффузия первого вида, называемая свободной диффузией, происходит во всех случаях смешения разных газов между собой и с воздухом.

Диффузия второго вида происходит в процессе абсорбции, при которой молекулы газообразного вещества проникают в соприкасающееся с ними жидкое вещество.

Диффузия третьего вида происходит в процессе адсорбции газа твердым веществом, находящимся в контакте с газом.

Движущим фактором диффузии является градиент давления, представляющий собой изменение парциального давления на единице пути диффундируемого газа $\frac{dP}{dx}$.

Скорость диффузии определяется количеством газа, продиффундировавшего через единицу поверхности в единицу времени

$$W_д = \frac{dV}{Fd\tau}, \tag{2.176}$$

где $W_д$ — скорость диффузии;
V — количество продиффундировавшего газа, в объемных единицах;
F — поверхность диффузии;
τ — время диффузии.

По закону Фика скорость диффузии определяется уравнением

$$W_д = \frac{dV}{Fd\tau} = -D\,\frac{dP}{dx}^{*}, \tag{2.177}$$

где D — коэффициент диффузии.

При выражении количества диффундирующего вещества V в кубических сантиметрах, времени диффузии τ в секундах, поверхности диффузии F в квадратных сантиметрах, расстояния dx в сантиметрах, а парциального давления dP в долях от общего давления, коэффициент диффузии D будет иметь размерность

$$D = \frac{см^3 \cdot см}{сек \cdot см^2} = \frac{см^2}{сек}.$$

Значения коэффициентов диффузии газа или пара в газах приведены в табл. 2.49.

Таблица 2.49

Значения коэффициентов диффузии D, *см²/сек*

Диффундирующее вещество	Диффузионная среда	Давление, *мм* рт. ст.	Температура, °С	D, *см²/сек*
Аммиак	Воздух	760	0	0,198
Водяной пар	Воздух	760	16,1	0,282
Водород	Кислород	753	14,0	0,778
Водород	Азот	755	12,5	0,739
Кислород	Азот	756	12,5	0,203
Углекислота	Водород	749	18	0,606
Бензол	Воздух	760	0	0,0751
Бензол	Водород	760	0	0,294

Величина коэффициента диффузии одного газа в другой при прочих равных условиях зависит от температуры и давления. Если известна

* Знак минус в правой части уравнения указывает на уменьшение давления с увеличением расстояния.

величина D_0 при T_0 и P_0 коэффициент диффузии D_1 при T_1 и P_1 может быть подсчитан по уравнению

$$D_1 = D_0\left(\frac{T_1}{T_0}\right)^n \cdot \frac{P_0}{P_1} \text{ см}^2/\text{сек}, \quad (2.178)$$

где n — показатель степени, имеющий значение 1,5—2,0.

Значения коэффициента диффузии даются применительно к неподвижным системам. Для системы, находящейся в движении, коэффициент диффузии увеличивается по зависимости

$$D_2 = D_1\sqrt{W}, \quad (2.179)$$

где D_2 — коэффициент диффузии при взаимном перемещении газов, $см^2/сек$;
D_1 — коэффициент диффузии для неподвижных систем, $см^2/сек$;
W — скорость движения газов, $м/сек$.

Скорости диффундирования разных газов обратно пропорциональны квадратному корню из молекулярных весов (закон Грема).

$$W_{H_2} \approx \frac{1}{\sqrt{2}}; \quad W_{O_2} = \frac{1}{\sqrt{32}}; \quad \frac{W_{H_2}}{W_{O_2}} = \frac{\sqrt{32}}{\sqrt{2}} \approx 4,$$

т. е. скорость диффузии водорода при одинаковых условиях температур и давлений больше скорости диффузии кислорода в четыре раза.

Коэффициент диффузии газа в жидкость выражается уравнением

$$D = \frac{Vh}{Fa(P_1 - P_2)} \text{ или } V = \frac{DFa(P_1 - P_2)}{h}, \quad (2.180)$$

где V — количество диффундируемого газа;
F — площадь контакта газ — жидкость;
a — коэффициент растворимости;
h — толщина слоя жидкости;
$P_1 - P_2$ — перепад давления.

Глава третья

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ

1. Характеристика горючих газов

Для газоснабжения городов и населенных пунктов применяются горючие газы, с низшей теплотворной способностью не менее 3000 *ккал/нм*^{3}. Это объясняется тем, что газы более низкой калорийности, имея небольшое количество тепла в единице объема и большой удельный вес, требуют высоких металловложений и капитальных затрат на сооружение газопроводов и газгольдерных станций.

Недостатком таких газов является наличие в них значительного количества высокотоксичного газа — окиси углерода, а также балластных примесей (азота и двуокиси углерода), приводящих к снижению скорости распространения пламени в газовоздушной смеси и созданию неустойчивых очагов горения в бытовых приборах и холодных топках.

По происхождению горючие газы делятся на две группы: природные, добываемые из чисто газовых и газонефтяных месторождений, и искусственные, получаемые из твердого или жидкого топлива.

Природные газы. Природные газы чисто газовых месторождений состоят в основном из метана и относятся к категории сухих газов *. Природные газы газонефтяных месторождений, кроме метана, содержат его гомологи — этан, пропан, бутан и другие и относятся к категории жирных газов.

Характерной особенностью природных газов газовых месторождений является относительное постоянство их состава, в то время как состав газов газонефтяных месторождений не постоянен и зависит от природы нефти, величины газового фактора, условий разделения нефтегазовых смесей и др.

Попутные газы, полученные из газовых шапок нефтяной залежи как правило содержат меньше тяжелых углеводородных газов, чем газы, полученные из месторождений нефти, в которой они были растворены.

Средние характеристики природных газов чисто газовых месторождений и попутных, добываемых вместе с нефтью, приведены в табл. 3.1, а характеристики газов важнейших месторождений в табл. 3.2—3.13 **.

Таблица 3.1

Средние характеристики природных газов, добываемых в СССР

Наименование газов	Состав газа, % объемн.				Низшая теплотворная способность, *ккал/нм*^{3}	Удельный вес газа по воздуху
	CH_4	C_2H_6 и высшие	CO_2	N_2		
Природный из газовых месторождений	75—98	0,5—11	0,1—0,7	1—15	7500—8800	0,55—0,73
Нефтяной (попутный)	44—93	1,0—59	0,2—11	1—40	8000—15000	0,65—1,5

* Газы, содержащие меньше 50 *г/м*^{3} тяжелых углеводородов от пропана и выше, принято называть сухими или тощими газами. При содержании тяжелых углеводородов от 50 до 150 *г/м*^{3} газы относят к промежуточной категории, а при большем содержании тяжелых углеводородов их относят к жирным газам.

** Приведенные характеристики газов составлены на основании данных, полученных за последние годы ВНИИГАЗом, «Гипровостокнефтью», УФНИИ, Центральной научно-исследовательской лабораторией Ухткомбината и др.

Таблица 3.2

Средние составы газов Саратовского нефтегазоносного района

Месторождение	Возраст	Характер залежи	Состав газа, % объемн.								Уд. вес по воздуху	$Q_н$, ккал/ст. $м^3$
			CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5+ высшие	N_2		
Елшанское	Верейский горизонт	Газовая	0,1	—	94,0	1,8	0,4	0,1	0,05	3,5	0,586	7880
»	Башкирский ярус	»	0,1	0,03	92,2	2,5	1,0	0,3	0,1	3,8	0,598	8020
»	Сталиногорский горизонт	Газовая с нефтяной оторочкой	0,1	—	92,1	2,1	1,3	0,6	0,2	3,6	0,605	8120
»	Турнейский ярус	Газонефтяная	0,2	—	90,5	3,0	1,7	1,0	0,6	3,0	0,629	8470
Песчано-Уметское	Башкирский ярус	Газовая	0,1	0,2	93,1	2,2	1,2	0,4	0,03	3,0	0,596	8090
То же	Сталиногорский горизонт	»	0,6	—	93,1	2,5	1,5	0,5	0,05	2,8	0,601	8230
»	Турнейский ярус	Газонефтяная	1,2	—	87,1	4,0	2,5	1,9	0,8	2,5	0,659	8680
Соколово-Горское	Верейский горизонт	Газовая	0,6	—	91,0	3,4	0,9	0,1	0,03	4,0	0,605	7960
То же	Башкирский ярус	»	0,6	—	90,4	4,0	1,5	0,4	0,1	3,2	0,612	8220
» »	D3—I	Нефтяная	1,0	—	53,0	9,0	11,2	10,0	5,8	10,0	1,045	12400
» »	D3—II	»	1,2	—	46,6	8,5	15,0	12,5	7,2	9,0	1,144	13680
» »	D2—IV	»	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
» »	D2—V	»	0,6	—	59,0	6,5	8,5	8,9	7,5	9,0	1,028	12300
Степновское	D2—V	Газоконденсатная	0,2	—	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,5	0,597	8420
Генеральское	Башкирской ярус	Газовая	0,2	—	83,5	4,3	1,9	1,0	0,5	8,6	—	—
Балаковское	То же	Газонефтяная	0,1	—	89,3	0,8	0,3	0,1	0,1	9,3	—	—

Таблица 3.3

Составы газа месторождений Ставрополья

Наименование месторождения	Возраст	№ скважины	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м*^{3}
			CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} + высшие	N_2		
Северо-Ставропольское	Чокракский горизонт	26	0,5	98,0	0,14	0,04	0,01		1,3	0,564	7860
То же	Хадумский горизонт	11	0,2	98,9	0,29	0,16	0,03		0,4	0,560	7960
» »	То же	17	0,5	98,4	0,35	0,17	0,06		0,5	0,566	7960
» »	» »	14	0,2	98,8	0,35	0,18	0,08		0,4	0,565	7980
» »	» »	3	0,2	99,1	0,35	0,20	0,08		0,1	0,560	8030
» »	Зеленая свита	38	0,07	85,0	4,4	2,4	1,8	1,3	5,0	0,671	8700
» »	»	41	0,05	85,4	4,6	2,5	1,9	1,4	4,2	0,676	8920
» »	»	35	0,08	84,6	3,5	2,4	1,6	1,3	6,5	0,669	8600
Пелагиадинское	Хадумский горизонт	12	0,1	99,0	0,34	0,05	0,01		0,5	0,559	7950
»	То же	14	0,2	98,6	0,39	0,05	0,02		0,7	0,561	7910
»	» »	15	0,2	98,8	0,40	0,06	0,01		0,5	0,560	7940
Кугультинское	» »	17	0,1	98,2	0,30	0,08	0,02		1,3	0,561	7900
»	» »	26	< 0,1	99,0	0,31	0,08	0,03		0,5	0,558	7960
»	» »	20	0,2	98,3	0,28	0,06	0,03		1,2	0,562	7900
Расшеватское	» »	10	0,2	98,1	0,40	0,15	0,04		1,2	0,562	7920
»	» »	8	0,2	98,6	0,37	0,17	0,06		0,6	0,560	7990
»	» »	22	< 0,1	98,2	0,33	0,17	0,06		1,2	0,563	7940
Средние данные хадумского горизонта Ставропольских месторождений	—	—	0,1	98,7	0,35	0,12	0,06		0,7	0,561	7960

Таблица 3. 4

Составы газов восточных областей Украины (Шебелинское месторождение)

Возраст	№ скважины	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
		CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$C_5H_{12}+$ высшие	N_2		
Нижняя пермь, нижнеангидритовый горизонт	31	0,1	93,2	4,5	0,4	1,0	0,4	0,4	0,614	8550
То же	4	0,1	93,7	3,5	0,8	0,8	0,8	0,3	0,606	8600
» »	101	0,08	92,9	4,3	1,15	0,57	0,6	0,1	0,606	8620
» »	14	0,06	93,6	3,4	0,5	0,7	0,9	0,8	0,605	8520
» »	1	0,2	91,1	4,82	0,86	1,22		1,8	0,621	8450
» »	2	0,1	91,3	7,12	0,46	0,22		0,8	0,601	7540
» »	8	0,08	93,0	4,2	0,93	0,6	0,4	0,8	0,597	8480
» »	3	0,1	93,7	4,2	0,8	0,3	0,4	0,5	0,593	8440
» »	21	0,09	93,4	3,5	0,9	0,7	0,7	0,8	0,604	8540
» »	32	0,1	94,0	3,7	0,9	0,4		0,9	0,568	8310
» »	32	0,09	94,2	4,3	0,9	0,3		0,2	0,566	8380

Таблица 3. 5

Состав газов восточных областей Украины (Радченковское месторождение)

Возраст	№ скважины	Характер залежи	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
			CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2		
Триас Т-1	56	Газовый	0,1	85,6	0,10	0,03	0,02	—	14,1	0,612	6850
То же	35	»	0,1	86,4	0,11	0,02	0,01	—	13,4	0,609	6910
» »	34	Газовый	0,4	87,4	0,09	0,02	—	—	12,1	0,607	6990
» »	32	»	0,1	87,9	0,09	—	0,02	—	11,9	0,602	6930
Карбон 3КА	123	Попутный газ	0,4	79,5	6,2	5,4	3,7	0,5	4,3	0,678	9270
» 4КА	21	То же	1,5	85,7	5,5	2,7	2,0	—	2,6	0,662	8700
То же	18	» »	1,4	74,2	9,0	5,4	1,3	2,0	6,7	0,762	9270
» »	22	» »	1,0	86,2	5,7	2,9	1,4	0,8	2,0	0,663	8900
Карбон 4КВ	43	» »	2,4	65,8	10,2	12,2	4,9	3,8	0,7	0,901	11700
То же	45	» »	1,9	79,1	11,8	4,4	0,9	0,4	1,5	0,703	8500

Таблица 3.6

Составы газов восточных областей Украины (Сагайдакское месторождение)

Возраст	№ скважины	Глубина перфорации, *м*	Характер залежи	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
				CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$C_5H_{12}+$ + высшие	N_2		
Триас	6	765—767	Газовая	0,46	89,7	—	—	$\leqslant 0,04$	—	9,8	0,599	7160
»	11	764—770	»	0,9	95,0	—	—	$\leqslant 0,04$	—	4,1	0,579	7580
Карбон . . .	9	1048—1050	Попутный газ	0,8	95,8	0,71	0,12	—	0,03	2,5	0,574	7760
»	14	1034—1037	То же	0,1	98,4	0,65	0,21	0,1	0,03	0,6	0,555	8020
»	13		» »	$< 0,1$	96,9	0,45	0,14	—	0,04	2,5	0,567	7820
»	23	1914—1917	» »	0,1	74,8	13,2	6,7	1,6	—1,1	2,5	0,728	9060

Таблица 3.7

Составы газов восточных областей Украины

Наименование площадей	Возраст	№ скважины	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
			CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$C_5H_{12}+$ + высшие	N_2		
Михайловская	Карбон . . .	11	0,5	96,4	0,3	0,1	0,05	0,01	2,6	0,568	7850
»	»	6	0,6	93,7	0,3	0,06	0,02	$< 0,01$	5,3	—	—
Зацепиловская	»	6	0,1	87,1	5,9	2,1	1,2	3,2	0,4	0,686	9770
»	»	8	0,04	88,9	4,1	1,0	1,2	2,3	2,5	—	—
»	»	8	0,05	89,5	4,4	1,6	1,7	2,6	0,1	—	—
Солоховско-Диканьская	Юра	17	0,1	89,2	0,09	—	0,03		10,6	0,560	7150
То же	»	12	0,05	97,5	0,1	—	0,04		2,3	0,563	7800
» »	»	20	0,03	87,7	0,05	—	0,02		12,1	—	—

Таблица 3.8

Средние составы газов по месторождениям Северо-восточного Предкарпатья

Наименование месторождений	Возраст	Характер залежи	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст·м³*
			CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10} + высшие	N_2		
Дашава	Тортон	Газовая	0,1	Нет	98,3	0,3	0,12	0,15	1,0	0,562	7947
Угерско	»	»	0,1	»	98,3	0,45	0,25	0,30	0,6	0,566	7941
Бильче-Волица	»	»	0,07	»	98,5	0,2	0,13	0,1	1,0	0,561	7913
Опары	»	»	0,07	»	98,8	0,15	0,05	0,1	0,8	0,559	7936
Кадобно	»	»	0,1	»	96,7	0,16	0,04	0,03	3,0	0,567	7750
Косов	»	»	0,1	»	98,5	0,18	0,1	0,12	1,0	0,561	7942

Искусственные газы. Искусственные горючие газы делятся на две группы.

К первой группе относятся газы высокотемпературной (около 1000° С) и среднетемпературной (500—600° С) перегонки, получаемые нагреванием твердого или жидкого топлива без доступа воздуха. Производство горючих газов по этому способу основано на пирогенетическом разложении топлива под воздействием температуры. Представителями газов этой группы являются газы коксохимических, коксогазовых, газосланцевых, сланце- и нефтеперерабатывающих заводов (газы жидкофазного и парофазного крекинга, газы процесса пиролиза, деструктивной гидрогенизации и др.).

Ко второй группе относятся газы безостаточной газификации, получаемые нагреванием топлива, с частичным сжиганием его в токе воздуха, кислорода или их смесей с водяным паром. Представителями газов этой группы являются генераторные и доменные газы.

Генераторные газы, исключая газ парокислородного дутья под давлением, в чистом виде для газоснабжения городов не применяются. Они нашли широкое применение для газоснабжения промышленности и в некоторых случаях в качестве добавок к газам высокотемпературной перегонки твердых топлив и к природным газам. При этом наибольшее распространение для этих целей по причине низкого содержания балластных примесей и высокой скорости распространения пламени в газовоздушной смеси получил водяной газ.

Приближенные средние характеристики искусственных газов приведены в табл. 3.14—3.16.

Сжиженные углеводородные газы. Кроме перечисленных широкое распространение получили сжиженные газы. Под сжиженными газами понимаются смеси углеводородов (пропана, пропилена, бутана, бутилена и небольших количеств метана, этана и этилена) при нормальных условиях газообразных, а при пониженных температурах или повышенных давлениях — жидких.

Источниками получения сжиженных газов являются нефтегазодобывающая и нефтегазоперерабатывающая промышленность и заводы по производству искусственных жидких топлив.

Сжиженные газы, получаемые из природных газов, состоят из углеводородов парафинового ряда (алканов), пропана, *н*-бутана и *изо*-бутана с небольшими примесями этана.

В состав сжиженных газов, получающихся на установках по крекингу и пиролизу нефтяных продуктов и гидрогенизации твердых и тяжелых

Таблица 3.9

Составы газов месторождений Сталинградской области

Наименование месторождений	Возраст	Характер залежи	Состав газа, % объемн. CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} + высшие	N_2	Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст·м³*
Саушинское . . .	Верейский горизонт	Газовая	0,03	Нет	98,5	0,34	0,1	0,02		1,0	0,585	7940
	Сталиногорский горизонт	»	0,02	»	97,2	1,40	0,25	0,05		1,1	0,569	8250
Верховское . . .	Верейский горизонт	»	0,1	»	98,5	0,6		0,1		0,7	0,561	7950
	» »	»	0,1	»	98,2	0,6	0,1	0,02		1,0	0,560	7440
Арчединское . .	Нижний башкирский подъярус	»	0,1	»	98,4	0,6	0,12	0,03		0,8	0,561	7960
	Сталиногорский горизонт	Попутные газы	0,1	»	96,3	1,2	0,5	0,05		1,8	0,575	7890
	Турнейский ярус	То же	0,3	»	95,7	1,3	0,1	0,06		2,5	0,575	7850
	Девон	» »	0,2	»	65,2	11,7	12,5	3,9	1,5	5,0	0,847	10920
Абрамовское . . .	Верхний башкирский подъярус	Газовая	0,1	»	97,0	0,2	0,06	0,01		2,6	0,566	7810
		»	0,02	»	98,5	0,19	0,03	0,01		1,2	0,558	7880
Линевское	Нижний башкирский подъярус	»	0,3	»	98,5	1,4	0,12	0,10		2,3	0,574	7860
	Сталиногорский горизонт	»	1,5	»	87,6	4,1	1,0	0,8	0,6	4,4	0,630	8200
		»	0,2	»	95,0	0,2	0,15	0,2		4,2	0,573	7580
		Попутные газы	0,4	Не обнаружено	96,4	1,8	0,7	0,3	0,2	0,1	0,579	8260
Коробковское . .	Юра	То же		Не обнаружено								
	Верейский горизонт	» »		То же								
	Сталиногорский горизонт	» »	0,1	» »	86,6	5,8	2,9	1,8	1,0	1,8	0,674	9120
	Турнейский ярус	» »	0,12	» »	67,4	11,4	9,5	4,1	4,5	3,0	0,865	11470
	Нижний башкирский подъярус	» »	0,5	» »	94,1	1,2	0,5	0,8	1,2	1,7	0,610	8390
	Башкирский ярус	» »	0,4	Следы	93,0	4,0	1,5	0,5	0,1	0,5	0.597	8460
Жирновское . . .	Тульский горизонт	» »	4,8	»	81,4	6,1	2,6	2,5	1,3	1,3	0,722	8970
	Сталиногорский горизонт	» »	4,0	0,02	84,4	6,5	3,0	1,9	1,4	1,5	0,752	9220

Таблица 3.10

Средние составы попутных газов месторождений Башкирской и Татарской АССР

Месторождение	Возраст	Состав газа, % объемн.										Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст.м*^{3}
		CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}		C_5H_{12}	C_6 + высшие	N_2		
							и-	н-					
Туймазинское	Угленосный горизонт	1,0	0,7	30,0	13,0	14,3	2,4	3,9	3,3	1,3	30,0	1,080	10360
»	Турнейский ярус	2,0	1,8	32,0	15,0	10,0	3,1	4,5	2,5	1,5	27,7	1,061	10110
»	Девон	0,1	—	39,5	20,0	18,5	2,3	5,4	2,8	1,4	10,0	1,075	13230
Серафимовское	»	0,1	—	37,0	18,5	20,0	2,8	5,6	3,2	1,8	11,0	1,117	13640
Александровское	»	0,1	—	39,0	20,0	19,0	2,2	5,5	3,0	1,5	9,7	1,088	13310
Шкаповское	Девон ($Д_I$)	0,1	—	42,2	11,0	17,2	1,9	5,5	3,2	1,3	17,6	0,949	12780
»	» ($Д_{IV}$)	0,1	—	37,5	18,2	16,8	1,8	5,0	2,6	1,2	16,8	1,062	12140
Ромашкинское	»	0,1	—	40,0	19,5	18,0	2,5	5,0	3,8	1,1	10,0	1,097	13250
Бавлинское	» ($Д_I$)	0,1	—	35,0	21,0	19,0	2,3	5,1	3,6	1,2	11,0	1,122	13200
Бондюжское	»	0,1	—	31,1	15,1	19,4	2,4	4,7	2,1	1,4	23,7	1,096	11570
Шугуровское	Угленосный горизонт	1,0	2,0	23,7	12,0	10,0	1,3	1,5	1,5	1,0	46,0	1,024	7320
»	Турнейский ярус	1,5	2,0	26,4	10,0	9,0	1,0	2,8	2,8	1,5	43,0	1,053	7920
»	Намюрский ярус	2,8	3,0	11,9	20,0	8,0	1,2	3,1	2,9	—	47,0	1,088	7670

Таблица 3.11

Средние составы газов месторождений Куйбышевско-Бугурусланского района

Месторождение	Возраст	Характер залежи	Состав газа, % объемн.								Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст.* $м^3$
			CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5 + высшие	N_2		
Ашировское	Уфимская свита	Газовая	0,5	0,2	73,7	5,5	1,0	0,6	0,5	18,0	0,670	7200
»	Нижняя пермь	Газонефтяная	0,6	1,2	65,0	15,0	11,0	3,0	1,2	3,0	0,913	10840
Тарханское	Уфимская свита	Газовая	0,2	0,45	78,0	6,0	1,7	0,8	0,4	12,5	0,676	7800
Султангуловское	» »	»	0,5	0,2	76,8	6,0	1,7	1,2	0,6	13,0	0,691	7840
То же	Кунгурский ярус	Газонефтяная	0,2	1,2	60—73	10—20	6—18	2—6	2—3	5—20	—	—
» »	Турнейский ярус	»	0,5	—	30,0	18,0	18,5	8,0	5,0	20,0	1,134	12600
» »	Девон	Нефтяная	0,1	—	42,9	12,0	17,0	7,5	3,5	17,0	1,050	11800
Бугурусланское	Калиновская свита	Газовая	0,4	0,6	81,7	5,0	2,0	1,2	0,6	8,5	0,661	8140
То же	Уфимская свита	Газонефтяная	0,3	1,9	70,9	10,0	7,6	6,0	2,3	1,0	0,860	12300
Башкатовское	» »	Газовая	—	—	58,8	7,0	1,2	0,8	0,2	32,0	0,747	6200
Кирюшкинское	Калиновская свита	»	0,3	0,5	74,5	6,0	1,3	0,7	0,2	15,5	0,682	7340
»	Кунгурский ярус	»	0,5	0,4	78,4	6,5	1,0	0,5	0,2	12,5	0,660	7590
Аманакское	Калиновская свита	»	0,5	0,4	77,2	5,0	0,5	0,3	0,1	16,0	0,663	7150
Дерюжовское	То же	»	1,2	0,7	67,7	2,0	0,2	0,15	0,14	28,0	0,698	5830
Сосновское	»	»	1,0	0,6	71,9	5,5	0,6	0,3	0,1	20,0	0,684	6790
Осиновское	Нижняя пермь	»	0,1	0,2	85,1	7,0	1,2	0,6	0,3	5,5	—	—
Жуковское	Калиновская свита	»	0,2	0,2	81,8	5,5	1,6	0,5	0,8	9,4	0,701	8050
Городецкое	То же	»	0,8	0,4	72,6	8,4	1,5	0,8	0,5	15,0	0,703	8210

Продолжение табл. 3.11

Месторождение	Возраст	Характер залежи	Состав газа, % объемн.								Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
			CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5 + высшие	N_2		
Садкинское	Калиновская свита	Газовая	0,4	0,5	57,1	3,8	0,3	0,1	0,1	37,7	0,747	5240
»	Кунгурский ярус	»	0,1	—	51,5	4,0	1,4	0,8	1,2	41,0	0,791	5690
Пилюгинское	Калиновская свита	»	0,2	$<0{,}1$	80,2	5,5	1,7	1,2	0,2	11,0	0,626	7900
»	Кунгурский ярус	Нефтегазовая	0,3	0,4	60,3	14,0	12,0	6,0	2,0	5,0	0,908	11560
Яблоновское	Калиновская свита	Газовая	1,0	0,9	68,4	6,5	2,0	0,7	0,5	20,0	0,819	7180
»	Кунгурский ярус	»	0,6	0,7	64,7	12,0	8,0	5,0	4,0	5,0	0,874	11150
Коханское	» »	»	0,1	—	80,1	8,0	3,5	1,3	2,0	5,0	0,703	9230
Михайловское	Калиновская свита	»	0,5	0,4	71,9	4,8	1,6	0,6	0,2	20,0	0,710	6900
»	Кунгурский ярус	Газонефтяная	0,2	0,1	77,3	10,0	4,5	1,9	1,0	5,0	0,714	9450
»	Угленосная свита	Нефтяная	1,0	—	34,3	19,0	21,0	9,7	5,0	10,0	1,153	14000
Марьевское	Калиновская свита	Газовая	0,3	0,5	75,2	5,0	1,2	0,5	0,3	17,0	0,680	7210
Дмитриевское	То же	»	0,9	0,1	82,5	1,4	0,6	0,3	0,2	14,0	0,650	7000
Мухановское	» »	»	0,8	0,6	75,4	5,0	1,7	1,3	1,2	14,0	0,669	7830
»	Кунгурский ярус	Попутный газ	1,5	—	57,5	15,0	11,0	8,0	4,0	3,0	0,964	12360
»	Угленосная свита	» »	4,0	0,2	31,3	19,0	22,0	9,5	5,0	9,0	1,184	13800
»	Девон	» »	0,2	—	42,7	20,0	19,5	9,5	2,9	5,2	1,072	15900
Радаевское (купол Сергиевский)	Угленосная свита	» »	3,0	1,2	34,0	16,0	9,0	3,9	2,5	33,4	—	—
Радаевское (купол Студеный)	То же	» »	1,8	1,0	39,2	17,0	11,0	4,5	3,5	22,0	—	—
Красноярское	Девон	Газонефтяная	1,0	—	73,3	9,8	6,5	2,6	3,2	3,6	—	—
Восточно-Черновское	Кунгурский ярус	Газовая	0,2	0,3	74,2	9,0	4,5	2,2	2,6	7,0	0,755	9630
Карлово-Сытовское	Угленосный горизонт	Газонефтяная	1,6	0,6	20,5	5,0	3,0	1,5	2,8	65,0	0,941	4300

9*

Таблица 3.12

Составы газов месторождений Коми АССР

Месторождение	Возраст	Характер залежи	Состав газа, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
			CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5 + высшие	N_2		
Седь-Иоль	Девон I-А	Газовая	0,05	85,8	2,3	1,0	0,3	0,05	10,5	0,581	7800
»	» II пл.	»	0,04	88,8	1,3	0,5	0,3	0,05	9,0	0,600	7460
»	» III пл.	»	0,03	89,2	1,2	0,3	0,1	0,05	9,1	0,602	7390
Вой-Вож	» I-А	Газовая шапка	0,05	85,2	3,4	0,9	0,4	0,03	10,0	0,627	7570
»	» I-Б	» »	0,04	85,2	3,2	1,5	0,5	0,03	9,5	0,632	7700
»	»	Попутный газ	0,01	81,7	5,0	3,5	1.8	2,00	6,0	0,663	9060
»	» I-Г	» »	0,04	84,7	3,5	2,5	1,3	1,00	7,0	0,664	8430
»	» III пл.	Газовая	0,06	88,6	1,0	0,2	0.06	0,03	10,0	0,602	7270
Нибель	» I-А	»	0,1	82,7	4,3	1,8	0,7	0,10	10,3	0,648	7790
»	» I-Б	Газовая с узкой нефтяной оторочкой	0,1	84,1	4,0	1,5	0,5	0,10	9,7	0,639	7740
»	» I-В	Газовая шапка	0,05	84,8	3,5	1,3	0,7	0,10	9,5	0,634	7740
»	» III пл.	Чисто газовая	0,04	87,9	1,3	0,15	0,1	0,03	10,5	0,607	7260
Верхняя Омра	» I-Б	Газовая	0,06	85,04	3,5	1,0	0,6	0,10	9,7	0,631	7670
» »	»	Попутный газ	0,05	82,75	6,0	3,0	1,0	0,20	7,0	0,594	8390
» »	» I-В	Газовая	0,06	85,14	3,5	1,0	0,7	$<$ 0,1	9,5	0,632	7710
» »	» III пл.	»	0,04	85,53	4,0	1,3	0,1	0,03	9,0	0,626	7690
Нижняя Омра	» I-А	»	0,1	83,4	5,3	2,0	1,0	0,2	8,0	0,652	8140
» »	»	Попутный газ	0,05	73,35	9,0	8,0	4,0	0,6	5,0	0,775	10000
» »	» I-Б	Газовая	0,06	84,79	4,5	1,3	0,3	0,05	9,0	0,639	7760
» »	»	Попутный газ	0,04	68,86	11,0	9,0	6,0	1,1	4,0	0,827	10830
» »	» I-В	Газовая	0,06	84,11	3,5	1,1	0,2	0,03	11,0	0,631	7490
» »	»	Попутный газ	0,1	86,3	4,0	1,5	1,0	0,1	7,0	0,636	8050
» »	» III пл.	Газоконденсатная	0,15	83,95	4,0	0,8	0,5	0,1	10,5	0,636	7990

Таблица 3.13

Составы газов месторождений Бухарской и Астраханской областей

Месторождения	Отложения и горизонт	Состав газов, % объемн.							Уд. вес по воздуху	$Q_н$, *ккал/ст. м³*
		CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10} + + высшие	N_2		
Астраханская обл.										
Олейниковское	Нижний альб	0,6	—	88,43	2,42	1,63	1,62	5,0	0,641	
»	» »	0,7	—	88,53	2,48	1,67	1,62	5,0	0,643	
»	» »	0,7	—	93,52	1,66	0,35	1,87	1,9	0,616	
Бухарская обл.										
Газлинское	Юрские и меловые Горизонт IX	0,12	—	98,1	1,6	0,03	0,05	0,13	0,562	8080
»	То же, X	0,10	—	96,7	2,0	0,35	0,40	0,42	0,575	8180
»	» XI	0,10	—	95,1	3,1	0,70	0,60	0,42	0,586	8320
»	» XII	0,10	—	94,9	3,0	0,90	0,60	0,52	0,589	8330
Джаркакское	Нижний мел, XII	1,0	0,007	91,6		2,7		5,0	0,595	7810
»	» » XIII	1,0	0,004	90,1		5,8		4,0	0,610	8150
»	Верхняя юра, XV	0,9	—	87,3		3,2		8,6	0,619	7460
Караул-Базарское	Нижний мел, XII	0,5	—	86,5		9,8		3,5	0,634	8345 *
»	» » XIII	0,04	0,009	87,14		8,62		4,2	0,628	8260
»	» » XIIIа	—	—	78,1		8,70		13,2	0,666	8500 **
»	» » XIIIв	—	—	87,25		9,40		3,35	0,629	8560
»	Верхняя юра, XV	1,3	0,003	88,73		5 82		4,1	0,621	7860
Сары-Ташское	То же	0,7	—	86,87		5,02		7,2	0,624	7770

* Содержание газового бензина 7,66 *см³/м³*.
** » » » 6,90 »

Таблица 3.14

Характеристика очищенных газов высокотемпературной перегонки каменного угля и сланцев

Газ	Состав газа, % объемн.							Низшая теплотворная способность $Q_н$, *ккал/нм³*	Удельный вес, *кГ/нм³*
	H_2	CH_4	C_mH_n	CO	CO_2	O_2	N_2		
Нижне-Тагильского коксохимического завода	58,84	26,45	2,09	7,09	2,04	0,55	2,94	4340	0,45
Магнитогорского коксохимического завода	61,12	22,68	1,93	7,96	2,06	0,31	3,89	4100	0,44
Кемеровского коксохимического завода . .	56,93	25,09	2,4	7,66	2,32	0,52	5,08	4300	0,47
Челябинского коксохимического завода . .	56,0	24,0	2,2	7,0	2,0	0,8	8,0	4066	0,49
Кузнецкого завода	59,0	25,6	2,1	6,7	1,7	0,6	4,3	4270	0,44
Кемеровского завода (коксовальный газ после извлечения водорода на азотно-туковом заводе)	5,2	53,2	2,7	17,2	0,3	1,2	2,02	5650	1,01
Средний газ коксовых печей Донбасса	57,6	22,6	1,9	6,8	2,3	0,8	8,0	3940	0,47
Средний газ вертикальных реторт (газовый уголь)	50,4	32,8	3,1	7,0	3,0	0,6	3,1	4800	0,52
Газ высокотемпературной перегонки сланцев (камерные печи)	32,0—38,0	17,0—18,0	4,0—4,5	15,0—15,5	14,0—15,0	0,8—1,0	9,2—15,7	3600 ± 150	0,86—0,98

Таблица 3.15

Характеристика газов процесса швелевания углей и пиролиза нефти

Газ	Состав газа, % объемн.								Низшая теплотворная способность $Q_н^с$, *ккал/нм³*	Удельный вес, *кГ/нм³*
	H_2	CH_4	C_mH_n	CO	CO_2	O_2	N_2	H_2S		
Швельгаз из углей										
тквибульского . . .	6,7	59,1	6,7	7,3	14,3	—	5,3	0,6	6 560	0,97
черемховского . . .	11,2	55,0	7,2	10,3	13,9	—	2,0	0,4	6 580	0,93
журинского	10,0	46,5	5,1	11,2	13,2	—	13,6	0,4	5 400	0,98
подмосковного . .	9,0	28,0	3,5	7,8	48,5	—	1,7	1,5	3 580	1,30
райчихинского . .	11,3	25,0	2,0	16,5	44,4	—	0,7	0,1	3 240	1,30
сулюктинского . .	9,3	17,0	1,7	10,4	59,4	—	1,9	0,3	2 380	1,49
Швельгаз из торфа . .	20,0	19,5	1,7	16,0	41,2	—	1,5	0,1	2 960	1,20
Газ пиролиза нефти . .	14,0	41,0	43,0 *	0,8	0,8	0,2	0,2	—	11 000	1,0
Газ жидкофазного крекинга	6,0	30,5	63,0 **	0,5	—	—	—	—	15 900	1,38
Газ пирофазного крекинга	7,0	32,0	61,0 ***	—	—	—	—	—	14 550	1,28

* В том числе C_2H_6 — 12%; C_2H_4 — 17,0%, C_3H_6 — 9,0%; C_4H_8 — 5,0%.

** » » » C_2H_6 — 18%; C_3H_8 — 15,0%; C_4H_{10} — 6,0%; C_2H_4 — 4,5%; C_3H_6 — 7,5%; C_4H_8 — 6,0%; C_mH_n — 6,0%.

*** В том числе C_2H_6 — 14,0%; C_3H_8 — 6,5%; C_4H_{10} — 2,0%; C_2H_4 — 12,5%; C_3H_6 — 15,0%; C_4H_8 — 6,0%; C_mH_n — 5,0%.

Таблица 3.16

Средние характеристики генераторных и доменных газов

Газ	Состав газа, % объемн.								Низшая теплотворная способность $Q_н^с$, *ккал/нм³*	Удельный вес, *кГ/нм³*
	H_2	CH_4	C_mH_n	CO	CO_2	O_2	N_2	H_2S		
Генераторный газ из кускового топлива										
антрацита донецкого	13,5	0,5	—	27,5	5,5	0,2	52,6	0,2	1230	1,12
кокса мелкого	13,0	0,7	—	28,5	5,0	0,2	52,4	0,2	1260	1,14
сулюктинского угля	14,6	0,8	0,1	29,0	5,0	0,2	50,1	0,2	1350	1,12
богословского угля . .	13,6	2,2	0,3	24,0	8,0	0,2	51,7	—	1300	1,14
газового донецкого угля	13,5	2,3	0,3	26,5	5,0	0,2	51,9	0,3	1450	1,12
лисичанского угля . .	15,0	2,5	0,3	25,0	7,0	0,2	49,0	1,0	1430	1,15
черемховского угля	15,5	2,6	0,4	25,5	7,0	0,2	48,7	0,1	1470	1,14
челябинского угля . .	13,0	2,0	0,2	30,0	5,0	0,2	49,4	0,2	1500	1,12
подмосковного угля	14,0	2,2	0,3	25,0	6,5	0,2	50,6	1,2	1400	1,13
гидроторфа	15,0	2,5	0,4	27,5	8,5	0,2	45,8	0,1	1500	1,12
торфа машинно-формовочного	15,0	3,0	0,4	28,0	8,0	0,2	45,3	0,1	1550	1,15
древесины (щепы) . .	14,0	3,0	0,4	29,0	6,5	0,2	46,9	—	1545	1,20
Газификация во взвешенном слое										
фрезерного торфа . . .	10,9	1,9	0,7	20,3	9,8	0,2	56,2	—	1170	1,20
подмосковного угля	7,1	1,1	0,4	21,7	6,9	0,2	62,2	0,4	1020	1,30
Водяной газ:										
из кокса	50,0	0,5	—	37,0	6,5	0,2	5,5	0,3	2470	0,72
из антрацита	48,0	0,5	—	38,5	6,0	0,2	6,3	0,5	2470	0,75
Газ воздушной продувки при производстве водяного газа										
из кокса	1,3	—	—	5,0	17,5	0,2	75,9	0,1	200	1,37
из антрацита	2,3	0,2	—	8,8	14,5	0,2	73,9	0,1	350	1,33
Газ подземной газификации										
каменного угля . . .	11,1	1,8	—	18,4	10,3	0,2	57,6	0,6	1030	1,20
подмосковного угля	14,1	1,8	—	10,4	9,5	—	63,6	0,6	860	1,15
Газ доменных печей										
работающих на коксе	2,7	0,3	—	28,0	10,2	—	58,5	0,3	960	1,30
» » древесном угле	8,0	1,6	—	27,0	12,0	—	51,4	—	1160	1,20
Воздушный газ при газификации кокса с жидким шлакоудалением	0,9	0,5	—	33,4	0,6	—	64,2	0,4	1140	1,30
Генераторный газ из сланца	8,2	2,5	1,7	5,6	17,8*	1,1	63,1	—	880	0,95
Газ парокислородного дутья под давлением из подмосковного угля . . .	53,4	15,31	2,69	23,1	2,87**	0,28	2,35	—	3750	0,56

* Включая H_2S.
** Очищенный газ.

жидких топлив, входят, кроме алканов, углеводороды олефинового ряда (алкены), пропилен и бутилен с небольшой примесью этилена.

Современные газофракционирующие установки обеспечивают получение продуктов чистотой 95—98%.

Четкость разделения углеводородов на газофракционирующих установках по стабилизации газового бензина и производствах индивидуальных углеводородов видна из табл. 3.17. Физико-химические характеристики углеводородных и других газов приведены в главе 2.

Таблица 3.17

Средний состав товарных продуктов, получающихся на установках по разделению углеводородов

Наименование компонентов	Товарные продукты				
	пропан	бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан
Этан	1,37	—	—	—	—
Пропан	97,95	0,99	—	—	—
изо-Бутан	0,68	23,68	—	—	—
н-Бутан	—	74,34	1,14	—	—
изо-Пентан	—	0,99	95,06	3,26	—
н-Пентан	—	—	3,80	94,46	2,0
Гексан	—	—	—	2,28	98,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

2. Вредные и балластные примеси в горючих газах

Искусственные горючие газы, получаемые из твердого топлива, содержат вредные примеси, количество и состав которых зависят от вида топлива, из которого получается газ, его состава, способа производства газа и совершенства очистных сооружений.

К вредным и одновременно ядовитым примесям, содержащимся в искусственных горючих газах, относятся сероводород, сероуглерод, аммиак, цианистые соединения. Они вредны в чистом виде и в виде продуктов их сгорания. К числу ядов относится и окись углерода, дающая при сгорании неядовитый продукт — углекислоту. Очистку газа от окиси углерода не производят потому, что для ряда газов (водяного, генераторного, карбюрированного водяного, газов высокотемпературной перегонки твердых топлив) она является основной горючей составной частью.

Веществами, вызывающими коррозию или способствующими ей, являются кислород и водяные пары.

К веществам, способным уменьшать сечение газопроводов или закупоривать их, относятся нафталин, смола, водяные пары при их конденсации, пыль и окалина, которая может появляться в результате коррозии металла газопроводов.

К балластным примесям относят азот и углекислоту.

Природные газы и газы термической переработки нефтяных продуктов содержат меньше вредных примесей. К числу их относятся водяные пары, пыль и иногда сероводород.

Наиболее опасным и вредным компонентом является с е р о в о д о р о д, так как он является высокотоксичным ядом и сильно корродирует металлы.

Коррозия, вызываемая сероводородом, может быть обыкновенной и модифицированной.

Обыкновенная коррозия происходит медленно на сухой поверхности металла при наличии в газе сероводорода и кислорода. Модифицированная коррозия происходит, когда при наличии сероводорода и кислорода на поверхности металла имеется водная пленка.

Этот вид коррозии особенно опасен, так как процесс разрушения металла идет очень быстро, особенно при высоких давлениях и больших содержаниях в газе сероводорода и кислорода. Химическое воздействие сероводорода заключается в том, что он, реагируя с металлом, образует сульфиды железа. Эти сульфиды проницаемы для газа и не предохраняют находящийся под продуктами коррозии чистый металл от дальнейшего разрушения.

Сероводород, реагируя с металлом, образует в некоторых случаях пирофорные соединения сернистого железа, которые при наличии кислорода способны самовоспламеняться.

В ряде производств газы, содержащие сероводород, оказывают неблагоприятное воздействие на качество вырабатываемых продуктов. В металлургическом производстве сероводород не позволяет получать качественную сталь, в стекольном — приводит к уменьшению прозрачности стекла, вызывая его помутнение, при производствах, основанных на каталитических процессах, снижает активность контактной массы и приводит к быстрой потере каталитических свойств.

Сгорая, сероводород, образует сернистый газ, обладающий токсичностью и коррозийностью. Образовавшийся при горении сернистый газ постепенно губит растительность и разрушает металлические части строений.

Искусственные и природные газы всегда содержат некоторое количество в л а г и.

Искусственные газы насыщаются водяными парами в процессе их производства. Насыщение влагой происходит при пирогенном разложении топлива, промывке газа водой в холодильниках или скрубберах, при хранении газа над водной поверхностью газгольдеров и т. п. Эти газы, если они специально не осушены, подаются в городские газовые сети в состоянии их полного насыщения парами.

Насыщение природных газов парами воды происходит в самом газовом месторождении вследствие контакта газов с поверхностью воды. Полное насыщение может происходить даже в том случае, если площадь контакта газа с водой меньше газоносной площади, так как водяные пары диффундируют в пространство, занятое газом, и насыщают его.

Наличие влаги в газе приводит в местах, подверженных промерзаниям, к образованию в трубах снежных и ледяных пробок, которые могут не только уменьшить сечение газопровода, но и закупорить его полностью. Это заставляет прокладывать газопроводы влажного газа ниже уровня промерзания грунта, что увеличивает объемы земляных работ и стоимость сооружения газопровода.

Из-за скопления сконденсировавшейся воды в газопроводе, наблюдались случаи колебания пламени горелок и их затухание.

Водяные пары способствуют коррозии, т. е. реакции между кислородом и сероводородом с металлом газопроводов, арматуры и аппаратуры.

Процессы коррозии, происходящие при наличии в газе кислорода, сероводорода и влаги, могут быть представлены следующими основными реакциями.

Взаимодействие кислорода с железом приводит к образованию окиси железа, имеющей черный цвет, которая в присутствии влаги переходит в гидрат закиси железа

$$2Fe + O_2 = 2FeO;$$

$$FeO + H_2O = Fe(OH)_2.$$

Гидрат закиси железа представляет нестойкое соединение белого цвета, окисляющееся дальше под воздействием кислорода в гидрат окиси железа

$$4Fe(OH)_2 + O_2 + 2H_2O = 4Fe(OH)_3.$$

Это окисление сопровождается изменением цвета из белого в зеленовато-серый, а затем в бурый.

При наличии сероводорода одновременно протекает реакция

$$2Fe(OH)_3 + 3H_2S = Fe_2S_3 + 6H_2O.$$

При высоком отношении между процентным содержанием кислорода и сероводорода корродированный слой металла может содержать окись железа и свободную серу.

Искусственные горючие газы, полученные из каменноугольного топлива, содержат нафталин * и смолы. Количество нафталина и смолы в очищенном газе зависит от вида топлива, способа производства газа, температуры процесса и от совершенства очистных сооружений.

Количество нафталина, насыщающее сухой и влажный газ в зависимости от его температуры, приведено в табл. 3.18.

Таблица 3.18

Вес нафталина, насыщающего газ при различных температурах

Температура, °C	Упругость паров нафталина, *мм* рт. ст.		Количество нафталина (*Г*) на 100 $м^3$ газа	
	сухой газ	газ, насыщенный водяными парами	сухой газ	газ, насыщенный водяными парами
0	0,005588	0,001699	3,51	1,19
5	0,0101	0,0034	7,05	2,40
10	0,0176	0,00619	12,31	4,39
15	0,0301	0,01289	21,04	9,18
20	0,0506	0,02601	35,48	18,61
25	0,0836	0,0471	58,37	34,0
30	0,1360	0,116	94,99	84,7
35	0,2180	0,2219	152,45	144,3

Работа коксогазовых заводов показывает, что содержание нафталина в очищенном газе доходит до пределов насыщения его и превосходит их. Избыточное количество нафталина находится в газе в виде взвешенных мелких кристалликов, перемещаемых потоком газа.

---

* Нафталин $C_{10}H_8$ в твердом виде представляет блестящие кристаллы с сильным характерным запахом. Обладает высокой летучестью (возгоняется). Температура плавления 80,2° С, температура кипения 217,9° С, теплота испарения 75,4 *ккал/кГ*, теплота плавления 35,7 *ккал/кГ*, теплоемкость твердого нафталина 0,31 *ккал/кГ* · °С; теплотворная способность 9603 *ккал/кГ*; нижний предел взрываемости в воздухе 23,5 *Г/м³*.

Выпадение нафталина при охлаждении газа происходит до тех пор, пока содержание его не достигнет предела насыщения при данной температуре. Нафталин, содержащийся в газе в виде насыщающих его паров и находящийся во взвешенном состоянии, уносится потоком газа и сжигается в газовых горелках.

Выпавший в газопроводах нафталин приводит к уменьшению сечения газопровода и закупорке его нафталиновыми пробками.

При наличии в газе конденсирующейся смолы нафталиновые пробки уплотняются и приобретают черный цвет.

При транспортировании влажного газа наблюдаются случаи образования в трубах пробок, состоящих из нафталина, смоляных частиц и снега. Это бывает, когда температура газа в газопроводах снижается ниже 0° С.

Наличие пыли в газопроводах объясняется коррозией металла. В ряде случаев в скопившихся в газопроводах отложениях обнаруживается песок, глинистые частицы и частицы строительных материалов, являющихся следствием того, что при строительстве газопроводов или при их ремонте не производилась очистка труб перед вводом их в эксплуатацию.

К балластным примесям относят азот и углекислоту. В некоторых случаях к балласту относят кислород, который при наличии влаги является вредной составной частью газа.

Наличие значительных количеств балластных примесей в горючем газе приводит к снижению теплотворной способности газа и увеличению его удельного веса. Эти факторы, приводят к увеличению диаметра газопроводов и к увеличению металловложений и капитальных затрат на сооружение газопроводов.

3. Токсическое действие газов и паров

Токсическое воздействие газов на человека и животных может происходить как за счет действия собственно газов, так и за счет продуктов их сгорания.

К наиболее сильным ядам относятся окись углерода, сероводород, сероуглерод, сернистый газ, аммиак и цианистый водород.

Окись углерода является компонентом горючих газов высоко- и среднетемпературной перегонки твердых топлив или их безостаточной газификации. Она образуется во всех случаях неполного сгорания газов, содержащих углерод (в результате несовершенства газовых приборов и горелок, несоответствия горелок применяемому газу, недостаточного подвода воздуха для сгорания газа, охлаждения факела пламени, главным образом его внутреннего ядра до температур более низких, чем температура воспламенения, неправильного удаления продуктов сгорания, нарушения тяги и т. п.).

Окись углерода — бесцветный газ, не имеющий вкуса, со слабым запахом, напоминающим запах чеснока. Обладает низкой растворимостью в воде (табл. 2.26) и не поглощается активированным углем.

Окись углерода является ядом. Она вытесняет кислород из оксигемоглобина крови и вступает в соединение с гемоглобином (Hb), образуя карбоксигемоглобин (COHb). Кровь становится неспособной переносить достаточное количество кислорода из легких к тканям, и из-за пониженного содержания кислорода в крови наступает удушье. Способность вытеснять кислород из оксигемоглобина объясняется бóльшим (в 200—300 раз) сродством окиси углерода с гемоглобином крови, чем кислород.

Соединения окиси углерода с гемоглобином способны к диссоциации. Поэтому, когда содержание окиси углерода во вдыхаемом воздухе уменьшается, начинается отщепление окиси углерода из карбоксигемоглобина и обратное выделение ее через легкие.

При отсутствии окиси углерода в воздухе выделение ее из крови заканчивается в течение 10—12 часов. Основными симптомами острого отравления окисью углерода являются судороги, одышка, потеря сознания, удушье.

Если вдыхаются относительно небольшие концентрации окиси углерода примерно до 1 *мг/л*, то довольно быстро голова делается тяжелой, появляются ощущения сдавливания лба, затем сильная боль в висках. В первой же стадии отравления часто возникает головокружение, шум в ушах, дрожание, чувство слабости, учащение пульса и рвота.

Вторая стадия отравления отличается рядом симптомов, указывающих на начало паралича. Сознание еще сохраняется, но ограничено общим оцепенением. При этом развивается состояние слабости и безучастности, которое затрудняет и скоро делает невозможными попытки к избежанию опасности. Чувство общей слабости ведет к равнодушию и апатии. Дальнейшее пребывание в атмосфере, содержащей окись углерода, приводит к сонливости, оцепенению и потере сознания.

Врачебные наблюдения показали, что при концентрации окиси углерода в воздухе в количестве 0,23 *мг/л* к концу 6-часового опыта наблюдались легкие признаки отравления (головная боль), быстро исчезающие на свежем воздухе. При концентрации 0,34 *мг/л* к концу четвертого часа появлялась головная боль и головокружение, исчезающие не сразу после прекращения опыта. При концентрации 0,46 *мг/л* через 1 час наблюдались сильные головные боли в области лба и затылка. Концентрация 1,35 *мг/л* приводит уже через 1,5 часа к пошатыванию, одышке, расстройству зрения, слуха, пульсирующей головной боли.

Концентрации в 1% окиси углерода в воздухе через 1—2 минуты приводят к сильному отравлению и смерти.

Первая помощь при отравлении окисью углерода: свежий воздух и вдыхание кислорода (лучше в смеси с 5—7% углекислоты для увеличения объема дыхания). Больному следует создать полный покой, оберегать от простуды и немедленно направить в больницу. При остановке дыхания, искусственное дыхание должно продолжаться часами до восстановления дыхания.

По санитарным нормам 1951 г. предельная концентрация окиси углерода в воздухе рабочей зоны допускается в размере 0,03 *мг/л*. При длительности работы в загазованной атмосфере не более одного часа допустимая концентрация может быть повышена до 0,05 *мг/л*; при длительности работы 15—20 минут — до 0,2 *мг/л*. Повторная работа в условиях повышенного содержания окиси углерода в атмосфере рабочего помещения допускается после перерыва не менее двух часов.

Допустимая концентрация окиси углерода в воздухе при использовании газа для коммунально-бытового потребления (ГОСТ 5542-50) составляет 0,002 *мг/л*, т. е. в 15 раз ниже нормы, принимаемой для промышленных помещений.

Определение наличия окиси углерода в воздухе помещения производится с помощью двухлористого палладия. Для этого полоски фильтровальной бумаги пропитывают однопроцентным раствором $PbCl_2$ и высушивают. Перед употреблением эти бумажки смачивают пятипроцентным раствором уксуснокислого свинца. Влажные бумажки в присутствии

окиси углерода в воздухе чернеют. Степень черноты зависит от концентрации окиси углерода в воздухе и времени ее действия. Следует учитывать, что при наличии сероводорода в воздухе эти бумажки также дают темную окраску.

При наличии утечек газов, содержащих окись углерода, в помещениях они могут быть определены химическим анализом и специальными приборами.

В качестве индивидуальных защитных приспособлений при работе в атмосфере, содержащей незначительное количество окиси углерода, могут применяться фильтрующие противогазы с гопкалитовым патроном. При высоких концентрациях изолирующие противогазы и регенеративные кислородные респираторы: КИП-3, КИП-5, РКК-2 и РКР-3.

Сероводород входит в состав большинства неочищенных искусственных и некоторых природных газов. По физико-химическим свойствам сероводород — бесцветный газ, обладающий сильным запахом, напоминающим запах тухлых яиц.

Ощутимый запах сероводорода отмечается при содержании его в воздухе в количестве 0,0014 ÷ 0,0023 *мг/л*, сильный запах, но не тягостный для привыкших к нему, при 0,0033 *мг/л*; при концентрациях 0,007 ÷ ÷ 0,01 *мг/л* сильный неприятный запах даже для привыкших к нему.

При высоких концентрациях запах сероводорода менее силен и неприятен. Сероводород тяжелее воздуха, удельный вес его равен 1,5392 $кГ/нм^3$. Горит синеватым пламенем с образованием ядовитого сернистого газа и воды по уравнению:

$$2H_2S+3O_2=2SO_2+2H_2O.$$

Сероводород — сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Он оказывает также раздражающее действие на дыхательные пути и глаза. При действии на человека высоких концентраций сероводорода (1 *мг/л* и выше) отравление может развиться мгновенно: судороги и потеря сознания сопровождаются смертью от остановки дыхания и паралича сердца. Если пострадавшего после потери сознания вынести на воздух, возможно выздоровление. У таких пострадавших после отравления могут наблюдаться судороги, синюха, вялая реакция зрачков на свет, учащенный пульс, снижение кровяного давления, глухие тоны сердца, повышение температуры, увеличение и болезненность печени и пр. Одновременно развивается воспаление дыхательных путей вплоть до отека легких.

Чем ниже концентрация и длительнее воздействие, тем менее выражены симптомы отравления от затруднения или остановки дыхания и тем больше на первый план выступает раздражающее действие сероводорода. При концентрациях сероводорода 0,2—0,28 *мг/л* наблюдается жжение в глазах, светобоязнь, слезоточение, раздражение в носу и зеве, тошнота и головные боли. По некоторым данным даже концентрация сероводорода в размере 0,006 *мг/л* при 4-часовом вдыхании вызывает головную боль, слезотечение, боли в глазницах и насморк.

Учитывая высокую токсичность сероводорода, допустимая концентрация его в воздухе помещений «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий» установлена не более 0,01 *мг/л*.

Определение сероводорода в воздухе производится бумажкой, смоченной 2-процентным спиртовым раствором уксуснокислого свинца. Фильтровальная бумажка смачивается перед употреблением, окраска появляется через 30 секунд. С помощью этой бумажки можно примерно

определить не только присутствие, но и концентрацию сероводорода; при концентрации 0,01—0,02 *мг/л* — цвет бумажки светло-желтый, до желто-коричневого; 0,02 — 0,06 *мг/л* — от желто-коричневого до бурого; 0,06—0,15 *мг/л* — от бурого до черного.

Первая помощь пострадавшим от отравления сероводородом: свежий воздух, искусственное дыхание, вдыхание кислорода (лучше с 5% углекислоты для увеличения объема дыхания). Рекомендуется (как возбуждающее средство) вдыхание хлора (платок, смоченный раствором хлорной извести). При глазных заболеваниях — перенесение больного в темную комнату, примочки раствором 3-процентной борной кислоты, вливание в глаза новокаина с адреналином.

Сероуглерод содержится в газах, получаемых при сухой перегонке каменных углей, сланца и других топлив, содержащих серу.

По физико-химическим свойствам сероуглерод — бесцветная жидкость с запахом, довольно приятным у чистого препарата и отвратительным (редечным) — у технического. Температура кипения 46° С, удельный вес при 20°С — 1,2633. Растворимость в воде 0,2%. Пары сероуглерода в 2,6 раза тяжелее воздуха.

При горении образуется углекислота и сернистый газ:

$$CS_2+3O_2=CO_2+2SO_2.$$

Пары сероуглерода горючи и легко воспламеняются в воздухе. Калорийность паров сероуглерода 10710 *ккал/нм*^{3}; пределы взрываемости в воздухе: низший — 1,25%, высший — 50%.

Высокие концентрации паров сероуглерода в воздухе действуют на организм человека наркотически. Хроническое воздействие малых концентраций приводит к тяжелым заболеваниям нервной системы. Уже при концентрации его в воздухе 0,5 *мг/л* при вдыхании в течение нескольких часов появляется головная боль и тошнота. При концентрации 1,5—1,6 *мг/л* через полчаса может появиться головная боль, а позже сосудодвигательные расстройства, явления раздражения и пр. При 6,4—10 *мг/л* через 0,5—1 час возникают боли в дыхательном горле, чувство онемения, легкое опьянение, неправильное дыхание. После выхода из этой атмосферы часто возникают сильные и продолжительные головные боли.

Предельно допустимая концентрация сероуглерода в воздухе промышленных помещений 0,01 *мг/л*.

Первая помощь при отравлении: чистый воздух, покой, в более тяжелых случаях искусственное дыхание, камфора, кофеин.

Сернистый газ. Горючие газы не содержат сернистого газа. Появление его обусловливается сжиганием газов, содержащих сероводород, сероуглерод и другие сернистые соединения.

По физическим свойствам это — бесцветный, легко сжижаемый газ, имеющий острый запах. Порог восприятия запаха — 0,006 *мг/л*. Раздражение глаз и кашель вызывается концентрацией в 0,05 *мг/л*. При 0,06 *мг/л* наблюдается чихание, кашель. Эта концентрация без особого вреда выносится в течение 30—40 мин. Концентрацию 0,12 *мг/л* можно выдержать 3 мин., 0,3 *мг/л* — одну минуту. Вдыхание высоких концентраций сернистого газа приводит к острому бронхиту, одышке, синюхе и расстройству сознания. Допустимая концентрация сернистого газа санитарными нормами установлена в размере 0,02 *мг/л*.

Первая помощь при отравлении: промывание раствором соды носа и глаз. Для облегчения удушливого кашля применяется кодеин и щелочные ингаляции.

Аммиак. Горючие газы, получаемые методом высокотемпературной перегонки твердого топлива, содержат газообразный аммиак (5—10 *Г* на 100 *м*³ газа). Учитывая ценность этого газа и его высокую токсичность, на газовых заводах производится очистка газа от аммиака до допустимого содержания его 0,02 *Г* на 1 *нм*³.

По физическим свойствам аммиак — бесцветный газ, с острым запахом нашатырного спирта. Порог чувствительности — 0,037 *мг/л*. Раздражение ощущается при 0,1 *мг/л*; наименьшая концентрация, вызывающая раздражение в горле — 0,28 *мг/л*, раздражение глаз — 0,49 *мг/л*, кашель 1,2 *мг/л*. Концентрации 0,5—0,7 *мг/л* могут оказаться смертельными. Они вызывают резкое слезотечение и боль в глазах, ощущение удушья, сильные приступы кашля, головокружение, рвоту. При значительных концентрациях наблюдаются расстройства дыхания и кровообращения, и в ближайшие часы (иногда в первые минуты после отравления) может наступить смерть от сердечной слабости.

Допустимая концентрация в воздухе промышленных помещений 0,02 *мг/л*.

Первая помощь при отравлении через дыхательные пути: вдыхание паров уксусной кислоты и 10-процентного раствора ментола в хлороформе.

Цианистый водород появляется в горючих газах высокотемпературной перегонки каменноугольных топлив в результате взаимодействия некоторой части аммиака с раскаленным коксом.

Количество образующегося цианистого водорода зависит от температур в печи, влажности каменного угля и содержания в нем азота.

Согласно ГОСТ 5542-50 содержание цианистого водорода в очищенных газах, применяемых для городского газоснабжения, не должно превышать 0,05 *мг/л*.

Цианистый водород — легко подвижная жидкость, имеющая запах горького миндаля. Запах обычно ощущается при концентрации 0,002—0,005 *мг/л*.

Вдыхание высоких концентраций этого газа приводит почти мгновенно к потере сознания и параличу дыхания, за которым вскоре наступает паралич сердца.

Токсическое воздействие различных концентраций цианистого водорода приведено в табл. 3.19.

Таблица 3.19

Воздействие цианистого водорода на организм человека

Концентрация, *мг/л*	Токсическое воздействие
0,005—0,02	При длительном вдыхании головокружение и головные боли
0,02—0,05	Головная боль, тошнота, сердцебиение
0,05—0,06	Переносится 30 минут без немедленного или позднейшего действия. При более длительном вдыхании — резкая головная боль
0,1	Опасна для жизни; обычно смерть наступает в течение первого часа
0,12—0,15	Смерть через 30—60 минут
0,2	Смерть через 10 минут

Предельно допустимая концентрация в воздухе промышленных предприятий установлена в размере 0,0003 *мг/л*.

Обнаружение в воздухе может производиться с помощью фильтровальной бумажки, пропитанной раствором медного купороса и фенолфталеина. При наличии в воздухе 0,001 *мг/л* цианистого водорода такие бумажки окрашиваются в яркокрасный цвет, при меньших концентрациях — в розовый.

Можно пользоваться также бумажками, пропитанными 1-процентным раствором пикриновой кислоты, а затем 10-процентным раствором соды. Эти высушенные бумажки при действии цианистого водорода меняют золотисто-желтую окраску на красновато-оранжевую.

Тиоспирты (меркаптаны) употребляют для одоризации горючих газов, не имеющих характерного запаха.

Распространение для одоризации нашли этилмеркаптан C_2H_5OH (в чистом виде), пропилмеркаптан C_3H_7OH, бутилмеркаптан C_4H_9OH и амилмеркаптан $C_5H_{11}OH$ в смеси с другими веществами. Все эти меркаптаны имеют сильный и характерный запах. Достаточно $\frac{1}{500\,000\,000}$ доли этилмеркаптана в воздухе, чтобы почувствовать его запах. Запахи остальных меркаптанов в два-три раза слабее запаха этилмеркаптана.

Меркаптаны в ничтожных концентрациях вызывают головную боль и тошноту вследствие отвратительного запаха. При высоких концентрациях действуют на центральную нервную систему, вызывая судороги, параличи и смерть от остановки дыхания. Действие меркаптана сходно с действием сероводорода. Концентрация этилмеркаптана в воздухе в размере до 0,016 *мг/л* последствий не вызывает.

Алканы и алкены. Предельные углеводороды являются сильными наркотиками, однако сила их действия ослабляется из-за ничтожной растворимости в крови. Поэтому при обычных условиях (нормальном давлении) углеводороды ряда метана физиологически индифферентны. Они могут вызывать удушье только при очень высоких концентрациях, вследствие понижения содержания кислорода в воздухе.

Первые признаки удушья за счет недостатка кислорода (учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания и т. д.) возможны при содержании метана в воздухе 20—30%. С увеличением числа атомов углерода в молекуле углеводорода наблюдается увеличение его токсичности. Пропан вызывает головокружение при двухминутном пребывании человека в атмосфере, содержащей 10% этого газа, тогда как гексан вызывает головную боль при содержании его в воздухе около 0,5—0,7%.

Токсическое действие алкенов (ненасыщенных углеводородов) сходно с действием алканов.

Углекислота. По физическим свойствам это — бесцветный газ, без запаха, со слабым кисловатым вкусом. По причине большого удельного веса углекислота скопляется в нижней части помещений, колодцев и т. п. Высокое содержание углекислоты связано с пониженным содержанием кислорода в воздухе, что вызывает удушье от недостатка кислорода.

При содержании в воздухе 1—2% углекислоты дыхание человека заметно учащается, при 3% частота дыхания удваивается, при 5% дыхание становится тяжелым, при 6% появляется одышка, при 10% и выше наступает обморочное состояние, при 15% — смерть.

Допустимая концентрация в жилых и общественных зданиях при продолжительном пребывании людей 0,1%. При периодическом пребывании 0,125%, при кратковременном 0,2%.

Природные и искусственные газы. Горючие газы чисто газовых месторождений, если они не содержат сероводорода, могут рассматриваться как безвредные, так как других ядовитых примесей они не содержат вообще, либо содержат в неопасных количествах. Горючие газы газонефтяных месторождений по токсичности представляют большую опасность, если в их состав входит значительное количество высокомолекулярных углеводородов. Токсическое действие этих газов ощущается только при их высокой концентрации, уменьшающей содержание кислорода во вдыхаемом воздухе.

Случаи отравления природными газами маловероятны. Отравления при использовании газов возможны за счет продуктов неполного горения и образования в помещениях окиси углерода.

В отличие от природных газов искусственные горючие газы должны рассматриваться как опасные, особенно при содержании в них значительных количеств окиси углерода и сероводорода.

4. Пересчет концентраций газов и паров из одних единиц измерений в другие

Пересчет концентраций газов и паров, выраженных в миллиграммах на литр, в объемные проценты производится по формуле:

$$1\ мг/л = \frac{6{,}236\,T}{M \cdot P}\ \%\ \text{объемн.}, \qquad (3.1)$$

для обратного пересчета служит формула

$$1\%\ \text{объемн.} = \frac{M \cdot P}{6{,}236\,T}\ мг/л. \qquad (3.2)$$

При пересчете концентраций в миллиграммах на литр в части на 1 миллион частей воздуха пользуются формулой

$$1\ мг/л = \frac{62360 \cdot T}{M \cdot P}\ \text{частей на 1 млн.}, \qquad (3.3)$$

а для обратного пересчета

$$1\ \text{часть на 1 млн.} = \frac{M \cdot P}{62360 \cdot T}\ мг/л. \qquad (3.4)$$

При выражении концентраций в миллиграммах на 1 $м^3$ формулы для пересчета имеют вид:

$$1\ мг/м^3 = 0{,}001\ мг/л = \frac{0{,}006236 \cdot T}{M \cdot P}\ \%\ \text{объемн.} =$$

$$= \frac{62{,}36 \cdot T}{M \cdot P}\ \text{частей на 1 млн.} \qquad (3.5)$$

$$1\%\ \text{объемн.} = \frac{M \cdot P}{0{,}006236 \cdot T}\ мг/м^3, \qquad (3.6)$$

$$1\ \text{часть на 1 млн.} = \frac{M \cdot P}{62{,}36 \cdot T}\ мг/м^3. \qquad (3.7)$$

В американской литературе концентрации газа выражаются в футах на 1 млн. куб. футов или в английских унциях на 1000 куб. футов воз-

духа. При этом 1 фунт/1 млн. куб. футов = 0,016 *мг/л*; 1 *мг/л* = = 62,43 фунта/1 млн. куб. футов; 1 унция/1000 куб. футов = 1 *мг/л*.

В приведенных формулах:

T — абсолютная температура, °K;
M — молекулярный вес;
P — атмосферное давление, *мм* рт. ст.

Для облегчения наиболее часто встречающихся пересчетов приведена табл. 3.20.

Таблица 3.20

Молекулярный вес	1 *мг/л* = частей на 1 млн.	1 часть на 1 млн. = *мг/л*	Молекулярный вес	1 *мг/л* = частей на 1 млн.	1 часть на 1 млн. = *мг/л*	Молекулярный вес	1 *мг/л* = частей на 1 млн.	1 часть на 1 млн. = *мг/л*
1	24450	0,000041	29	843	0,001186	57	429	0,002331
2	12230	0,000082	30	815	0,001227	58	422	0,002372
3	8150	0,000123	31	789	0,001268	59	414	0,002413
4	6113	0,000164	32	764	0,001309	60	408	0,002454
5	4690	0,000204	33	741	0,001350	61	401	0,002495
6	4075	0,000245	34	719	0,001391	62	394	0,002540
7	3493	0,000286	35	699	0,001432	63	388	0,00258
8	3056	0,000326	36	679	0,001472	64	382	0,00262
9	2717	0,000368	37	661	0,001513	65	376	0,00266
10	2445	0,000409	38	643	0,001554	66	370	0,00270
11	2223	0,000450	39	627	0,001595	67	365	0,00274
12	2038	0,000491	40	611	0,001636	68	360	0,00278
13	1881	0,000532	41	596	0,001677	69	354	0,00282
14	1746	0,000573	42	582	0,001718	70	349	0,00286
15	1630	0,000614	43	569	0,001759	71	344	0,00290
16	1528	0,000654	44	556	0,001800	72	340	0,00294
17	1438	0,000695	45	543	0,001840	73	335	0,00299
18	1358	0,000736	46	532	0,001881	74	330	0,00303
19	1287	0,000777	47	520	0,001922	75	326	0,00307
20	1223	0,000818	48	509	0,001963	76	322	0,00311
21	1164	0,000859	49	499	0,002004	77	318	0,00315
22	1111	0,000900	50	489	0,002045	78	313	0,00319
23	1063	0,000941	51	479	0,002086	79	309	0,00323
24	1019	0,000982	52	470	0,002127	80	306	0,00327
25	978	0,001022	53	461	0,002168	81	302	0,00331
26	940	0,001063	54	453	0,002209	82	298	0,00335
27	906	0,001104	55	445	0,002250	83	295	0,00339
28	873	0,001145	56	437	0,002290	84	291	0,00344

5. Требования, предъявляемые к горючим газам

По ГОСТ 5542—50 содержание вредных примесей в граммах на 100 $нм^3$ газа не должно превышать:

сероводорода	2	смолы и пыли	0,1
аммиака	2	нафталина летом	10
цианистых соединений в пересчете на HCN . . .	5	нафталина зимой	5

Содержание кислорода в горючих газах должно быть не более 1% по объему, за исключением смесей сжиженных газов с воздухом, для которых содержание кислорода устанавливается в размерах, обеспечивающих безопасность их использования.

Обеспечение этого требования достигается применением смесей, содержащих примерно утроенное количество паров сжиженного газа в смеси относительно верхнего предела воспламеняемости (взрываемости).

Теплотворная способность таких газовоздушных смесей 6000—8000 *ккал/нм*^{3}.

Содержание балластных примесей ГОСТом не регламентируется, но должно быть таким, чтобы нормальная скорость распространения пламени в газовоздушной смеси не опускалась ниже 0,5 *м/сек* при определении ее статическим методом в трубке диаметром 1″.

Запах нетоксичных газов должен ощущаться при содержании их в воздухе в размере не более 1/5 от нижнего предела воспламеняемости, а запах токсичных газов при содержании их в воздухе в количествах, допускаемых санитарными нормами.

Номинальная низшая теплотворная способность газов, применяемых для газоснабжения городов и населенных пунктов, устанавливается в зависимости от источников газоснабжения и утверждается (согласно ГОСТ 5542—50) Советами Министров союзных республик.

Допускаемые отклонения от номинальной теплотворной способности газов должны укладываться в пределы ±10%.

Требования, предъявляемые к сжиженным газам, используемым для бытового потребления, установлены ГОСТ 7459-55 (табл. 3.21).

Таблица 3. 21

Наименование показателей	Нормы по маркам (составам)	
	зимний	летний
Давление насыщенных паров сжиженных газов, *кГ/см*^{2}:		
при т-ре минус 20° С, не менее	2,7	Не нормируется
при т-ре плюс 45° С, не более	16,0	16,0
Содержание сероводорода в граммах на 100 *нм*^{3} газа, не более	5,0	5,0
Жидкий остаток, %:		
при т-ре минус 20° С, не более	7,0	Не нормируется
при т-ре плюс 20° С, не более	Отсутствие	2,0
Запах газа	Должен ощущаться при содержании в воздухе 0,5% газа	

По этому ГОСТу для бытового потребления должны выпускаться сжиженные газы двух марок (составов): «зимний», применяемый для случаев установки баллонов с сжиженным газом зимой вне помещений или в неотапливаемых помещениях, и «летний», применяемый для случаев установки баллонов с сжиженным газом летом или в отапливаемых помещениях.

Качество сжиженных газов должно проверяться до заполнения баллонов или других емкостей и отправки их потребителям.

Эти же требования должны предъявляться и для сжиженных газов, применяемых для газобаллонного автотранспорта, хотя согласно ГОСТ 6585—53 они несколько отличаются. Так, «зимний» состав может состоять из пропана, пропилена, бутана и бутилена с добавкой не более 10% этана и этилена, а летний только из пропана, пропилена, бутана и бутилена.

Отличны и требования к этим газам (табл. 3.22).

Таблица 3.22

Требования, предъявляемые к сжиженным газам для газобаллонного автотранспорта

Наименование показателей	Нормы по маркам (составам)	
	зимний	летний
Давление насыщенных паров сжиженного газа, *кГ/см*^{2}:		
при температуре минус 20° С, не менее	2,7	Не нормируется
при температуре 45° С, не более	Не нормируется	16,0
Содержание серы (в %) не более	0,15	0,15
Жидкий остаток при температуре 20° С (в %) не более	Отсутствие	2,0

Глава четвертая

НОРМЫ РАСХОДА И РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

1. Нормы расхода газа в быту, коммунально-бытовых и пищевых предприятиях

Определение суммарной годовой потребности городов в горючем газе производится по среднегодовым нормам расхода тепла.

Нормы расхода тепла не являются величиной постоянной и зависят от ряда факторов.

В быту на нормы расхода газа оказывают влияние: социально-бытовые условия жизни населения, климатические условия, охват населения общественным питанием, ассортимент и качество газовых приборов, наличие или отсутствие центрального отопления, навыки при использовании газа, его отпускная стоимость и т. п.

В предприятиях общественного питания на нормы расхода газа влияет размер отпускаемых блюд, назначение предприятия (столовая, ресторан, кафе), ассортимент блюд, тип и качество приборов и установок, работающих на газе и пр.

Большая часть из указанных факторов не поддается теоретическому учету, и определение годовой потребности в газе производится по усредненным нормам расхода газа, полученным из практики.

Такие нормы для тепловых процессов приведены в табл. 4.1—4.5.

Таблица 4.1

Нормы расхода газа на бытовые нужды

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Нормы расхода газа, тыс. *ккал*
Приготовление пищи в квартирных условиях (без приготовления горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды)	На 1 человека в год	600,0 *
Приготовление пищи и горячей воды на хозяйственные нужды в квартирных условиях (без удовлетворения санитарно-гигиенических нужд и без стирки белья)	То же	700,0
Приготовление горячей воды в квартирных условиях для санитарно-гигиенических нужд (ванны и души)	» »	480,0

* Норма 600 тыс. *ккал/год* применяется при наличии в домах централизованного горячего водоснабжения.

Таблица 4.2

Нормы расхода газа на коммунально-бытовые и культурные нужды

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Нормы расхода газа, тыс. *ккал*
Детские ясли		
приготовление пищи	На 1 ребенка в год	600,0
приготовление горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды (без стирки белья)	То же	420,0
Детские сады		
приготовление пищи	» »	600,0
приготовление горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды (без стирки белья)	» »	340,0
Больницы		
приготовление пищи	На 1 занятую койку в год	900,0
приготовление горячей воды на хозяйственные и санитарно-гигиенические нужды (без стирки белья)	То же	2200,0
Поликлиники (без стирки белья)	На 1 посетителя в год	160,0
Учебные заведения трудовых резервов (на приготовление пищи и хозяйственно-бытовые нужды)	На 1 учащегося в год	700,0
Школы (на приготовление горячих завтраков и на лабораторные работы)	То же	210,0
Высшие и средние специальные учебные заведения (на приготовление пищи и хозяйственные нужды)	» »	500,0
Гостиницы (без ресторанов)	На 1 место в год	1300,0
Стирка белья		
в немеханизированных прачечных (без сушки белья)	На 1 *т* сухого белья	2100,0
в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами или барабанами	То же	2800,0
в механизированных прачечных с сушкой и глажением белья	» »	4200,0
Дезинфекция белья и одежды		
в паровых камерах	» »	535,0
в огневых камерах	» »	300,0

Примечания: 1. Норма накопления белья населением в год может приниматься в размере 75—100 *кГ* на одного жителя. 2. Норма накопления белья (*кГ*) в предприятиях и учреждениях городского хозяйства в месяц:

Гостиницы (на одну койку)	$75 \div 100$
Общежития (на одного человека)	$15 \div 30$
Больницы » » »	$35 \div 40$
Санатории » » »	$15 \div 20$
Детские учреждения (на одного ребенка)	$40 \div 50$
Парикмахерские (на одного мастера)	$30 \div 40$

Приведенные средние нормы расхода газа пригодны для определения годовой потребности в газе и разработки плановых и проектных заданий по газоснабжению городов. Эти нормы неприемлемы для определения потребности в газе конкретных объектов и разработки для них проектной документации. Для указанных целей необходимо изучение установок,

Таблица 4.3

Нормы расхода газа на санитарно-гигиенические нужды

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Нормы расхода газа, тыс. *ккал*
Мытье в банях	На одну помывку	7,0
Приготовление ванн в банях	На 1 ванну	12,0
Приготовление ванн в квартирных условиях	То же	9,0
Приготовление душей в промышленных предприятиях	На 1 душ	2,5—3,5
Приготовление помывочных душей в жилых зданиях, гостиницах, душевых павильонах, детских учреждениях и т. п.	То же	5,0

Таблица 4.4

Нормы расхода горячей воды при централизованном горячем водоснабжении

Наименование потребителя	Единица измерения	Нормы расхода (*л*) при температуре воды 65° С
Жилые здания		
В домах квартирного типа	На 1 человека в сутки	75—100
В гостиницах с ванными во всех номерах	На 1 проживающего в сутки	110—160
В гостиницах смешанного типа (не менее 25% номеров с ванными, остальные — с общими ванными комнатами)	То же	90—110
В гостиницах и общежитиях с общими ванными комнатами	» »	60
То же, с душевыми	» »	40
Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе, чайные или закусочные при числе посадочных мест		
до 200	На 1 посетителя	4,0—5,5
200 и более	То же	3,5
при отпуске обедов на дом	На 1 обед	2,5—3,0
Школы (при наличии душевых при гимнастических залах)	На 1 ученика в смену	7
Детские сады (без душевых)	На 1 ребенка в смену	5
Детские сады (с душевыми) детские ясли	На 1 ребенка в сутки	25
Лечебные учреждения		
Больницы	На 1 больного в сутки	100—200
Поликлиники	На 1 посетителя	2,0—3,0
Бани		
Общая мыльная при наличии душей и ванн	То же	70—90
То же, при отсутствии душей и ванн	» »	60—70
Прачечные		
В механических прачечных	На 1 *кг* сухого белья	20—25
В прачечных при ручной стирке	То же	15—20

Таблица 4.5

Нормы расхода газа предприятиями общественного питания

Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Норма расхода газа, тыс. *ккал*
Приготовление пищи в общественных столовых при их пропускной способности в день		
100 обедов	На 1 обед в год	450,0
500 »	То же	360,0
1000 »	»	315,0
4000 »	»	280,0
Приготовление в столовых завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	50% от нормы для приготовления обедов
Выпечка хлеба	На 1 *т* хлеба	780,0 *
Выпечка кондитерских изделий	На 1 *т* изделий	1100,0 *

* Нормы расхода газа на выпечку хлеба и кондитерских изделий даны усредненно для печей различных типов при их переоборудовании на газовое топливо. Для специальных газовых печей нормы расхода газа могут быть снижены на 20—30%.

переоборудуемых для сжигания газа, и установление для них по расчету или опытным данным местных норм.

Для специальных газовых приборов и установок такого изучения и расчетов не требуется; так, нормы расхода газа для них (тепловые нагрузки) устанавливаются их паспортной характеристикой (табл. 4.6).

Таблица 4.6

Наименование приборов и установок	Нормы расхода газа, *ккал/час*
Плита двухконфорочная	3 500
То же, с духовым шкафом	6 000
Плита трехконфорочная	5 200
То же, с духовым шкафом	8 200
Плита четырехконфорочная	7 000
То же, с духовым шкафом	10 000
Плита шестиконфорочная	10 000
То же, с двумя духовыми шкафами	16 000
Плита ресторанная шестиконфорочная с духовым и тепловым шкафами	58 000
Плита ресторанная восьмиконфорочная с духовыми шкафами	100 000
Плита ресторанная двенадцатиконфорочная с духовыми шкафами и мармитом	160 000
Водонагреватель быстродействующий проточный для ванн	21 000
Водонагреватель быстродействующий проточный кухонный	9 600
Водонагреватель с запасом воды емкостью 80 *л*	6 000
Водонагреватель с запасом воды емкостью 120 *л*	10 600
Стиральная машина на 15 *кГ* сухого белья	20 000
Сушильная машина на 10 *кГ* сухого белья	20 000
Стиральная машина на 5 *кГ* сухого белья	6 000
Газовый холодильник	200
Ресторанные плиты, переведенные с твердого на газовое топливо на 1 $м^2$ жарочной поверхности:	
без змеевика для нагрева воды	30 000
со змеевиком для подогрева воды	35 000

2. Нормы расхода газа в промышленных предприятиях

Нормы расхода газа в промышленных предприятиях изучены мало и зависят от факторов, учесть которые в обобщенном виде довольно трудно. По этим причинам при определении потребности в газе различными типами предприятий и различными тепловыми процессами приходится руководствоваться фактическими расходами применяемого топлива в пересчете его на условное, теплотворной способностью 7000 *ккал/кГ*.

При этом учитывают снижение расхода тепла в газе за счет повышения коэффициента полезного действия установок, переводимых на газовое топливо.

Повышение коэффициента полезного действия и, как следствие, снижение расхода тепла для установок, переводимых с твердого на газообразное топливо, может приниматься для укрупненных расчетов в следующих размерах (в %):

Котельные, оборудованные секционными котлами Стреля, Стребеля, ВНИИСТО-Мч и СКУ-1V	на 12—15
Котельные, оборудованные секционными котлами НР(ч), «Универсал» и «Пламя»	» 8—10
Котельные с жаротрубными котлами (с одной и двумя жаровыми трубами)	» 5—6
Котельные с водотрубными котлами ДКВ, ВВД и КРШ	» 4—5
Котельные с водотрубными котлами НР-17 и НР-18	» 6—7
Котельные с вертикально цилиндрическими котлами: ВГД (вертикальный газотрубный системы инж. Добрина), ВК-1м (вертикальный модернизированный), ВТКБ (вертикальный системы инж. Берлина), Шухова-Сараф и Лешапеля	» 5—6
Хлебопекарные и кондитерские печи	» 10—15
Печи для термической обработки металлов	» 5—7
Предприятия общественного питания и им аналогичные, оборудованные ресторанными плитами, варочными котлами, кондитерскими печами и кипятильниками . .	» 30—40

Повышение к. п. д. котлов и печей, работающих на жидком топливе, при переводе их на газ незначительно и может не учитываться. Незначительно и повышение к. п. д. крупных современных котлов систем ЛМЗ, ТКЗ, ЦКТИ, НЗЛ и других вне зависимости от используемого ими топлива.

В табл. 4.7—4.9 приведен приближенный расход топлива в удовлетворительно работающих печах различного назначения, не оборудованных установками для использования тепла отходящих газов. При переводе таких печей на газовое топливо расход газа следует принимать равноценным расходу тепла, указанному в таблицах. При этом необходимо учитывать, что приведенные нормы не являются стабильными и могут изменяться в сторону снижения за счет повышения производительности печей, ускорения процесса нагрева, автоматизации регулирования сжигания газа, устройства рекуператоров и применения для строительства печей качественных теплоизоляционных материалов.

Таблица 4.7

Расход топлива в нагревательных печах

Назначение печей	Температура печи, °C	Расход топлива, *ккал* на 1 *кГ*
Отпускные		
камерные	550	390
с цепным конвейером	550	280
Закалочные, отжигательные и нормализационные		—
камерные	800—925	700
с вращающимся подом		475
с непосредственным толканием изделий		500
с толканием поддонов		780
с цепным конвейером		560
с выдвижным подом		670
с роликовым подом для листов		475
для отжига листов в ящиках		730
Для цементации в коробах		—
камерные	900	840
с толкателем		670
с толкателем, рекуперативные		420
Эмалировочные		
для предметов санитарии, три покрытия	950	1200
конвейерные	800—950	—
для основного покрытия плоских изделий	800—950	1400
для отделочного покрытия плоских изделий		980
Свинцовые ванны	800	840
Нагревательные (под штамповку)	1050	—
камерные	980	
методические с толкателем		980
для подогрева листов		900
Кузнечные		1000
камерные	980	1570
методические с толкателем		780
с вращающимся подом		900
Нагрев медной болванки	925	280
Отжиг латуни и меди		—
камерные с поддонами	550—650	225
конвейерные с поддонами		200
» с цепями		200
» противоточные		90

Таблица 4.8

Расход топлива в печах

Наименование процесса	Тип печи	Температура, °C	Средняя производительность, *кГ/м² · час*	Расход топлива, *ккал/кГ*
Нагрев слитков, главным образом горячих	Регенеративные колодцы	1250	—	280—420
То же	Рекуперативные колодцы	1250	—	225—365
Производство сортовой стали				
Нагрев заготовок	Толкательная	1250	250	390—980
То же	Камерная или с вращающимся подом	1250	125	980—1700
Закалка	Камерная или непрерывная	870	125	560—840
Отпуск	То же	550	100	280—560
Отпуск (снятие внутренних напряжений)	Камерная	550	100	280—560
Нормализация	Камерная или непрерывная	925	125	560—840
Отжиг	Камерная	840	20	560—1400
»	»	700	25	280—1100
Медленное охлаждение	Колодцы	820	—	85—280
Производство прутков и проволоки				
Нагрев заготовок	Толкательная	1250	250	335—980
То же	Камерная	1250	125	980—1400
Нормализация	Муфельная	900	—	700—980
»	Непрерывная	900	150	420—700
Отжиг	Муфельная	730	—	700—980
Патентирование	Непрерывная	900	50	560—700
Сушка	Сушило	230	—	335—500
»	Плита	400	—	225—335
Отжиг в солях	Ванна	730	—	700—980
Оцинкование	Непрерывная	480	—	225—335
Отжиг в свинцовой ванне	»	730	—	420—700
Лужение	»	230	—	85—200
Трубное производство				
Нагрев заготовок	Методическая с перекатыванием заготовок	1250	200	560—840
» »	Камерная	1250	125	980—1250
Подогрев заготовок	С перекатыванием заготовок	1040	250	335—450
Высадка	Камерная	1320	—	450—785
Нагрев концов под сварку	»	1450	450	980—1260
То же	Непрерывная	1600	500	700—980
Сварка внахлестку	Камерная	1450	450	980—1250
Отжиг открытый	Камерная	730	100	280—560
Светлый отжиг	Непрерывная	730	150	280—560
Нормализация	»	900	125	420—700
Оцинкование	Ванна	480	—	280—420

Продолжение табл. 4.8

Наименование процесса	Тип печи	Температура, °C	Средняя производительность, *кГ/м² · час*	Расход топлива, *ккал/кГ*
Производство полос и листов				
Нагрев слябов	Камерная регенеративная	1250	125	1100—1400
» »	Камерная рекуперативная	1250	125	960—1240
» »	Толкательная	1250	350	335—560
Нагрев заготовок	Камерная	870	125	560—700
» »	Непрерывная	870	150	420—560
» пакетов	Камерная	760	125	500—615
» »	Непрерывная	760	150	335—500
Отжиг открытый	»	870	75	700—980
Отжиг в ящиках	Камерная	730	50	500—615
Отжиг в ретортах	Муфельная	730	100	335—500
Нормализация	Непрерывная	1100	75	900—1060
Оцинкование	Ванна	480	—	280—420

Таблица 4.9

Расход топлива в некоторых печах *, обогреваемых коксовальным газом ($Q_н = 4200$ *ккал/нм³*)

Наименование печей	Температура печи, °C	Расход топлива, *ккал/кГ*
Методическая с толкателем	1350	340—420
Для отжига в горшках	700—800	315—420
Для нагрева проволоки при ее протягивании через печь	800	380—500
Кузнечная	1350	590—750
Кузнечная для высадки концов	1350	710—840
Заклепочная и болтовая	1200—1250	1050
Для высадки гаек	1250	670—800
Для нагрева листов	900	270—340
Для отжига в коробах	850	460—630
Нормализационная	950	420
Эмалировочная	900—1000	1350
С выдвижным подом	900	570—630

* Печи оборудованы воздухоподогревателями.

3. Расход газа на отопление и вентиляцию зданий

Определение расходов газа по укрупненным измерителям для отопления и вентиляции жилых, общественных и промышленных зданий может быть произведено по формулам:

Среднегодовой расход газа на отопление (*ккал/год*)

$$Q = \frac{q_о \left(t_{вп} - t_н\right) V_н n}{\eta}. \tag{4.1}$$

Среднечасовой расход газа на отопление за наиболее холодную пятидневку (*ккал/час*)

$$Q_1 = \frac{q_0 (t_{вн} - t'_н) V_н a}{\eta}. \qquad (4.2)$$

Среднечасовой расход газа на вентиляцию (*ккал/час*)

$$Q_2 = \frac{q_в (t_{вн} - t''_н) V_н a}{\eta}, \qquad (4.3)$$

где q_0 — удельная тепловая характеристика здания для отопления, *ккал/час · м³ · град*;

$q_в$ — удельная тепловая характеристика здания для вентиляции, *ккал/час · м³ · град*;

$t_{вн}$ — средняя внутренняя температура воздуха за отопительный период, °С;

$t_н$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

$t'_н$ — расчетная температура наружного воздуха (средняя для наиболее холодной пятидневки), °С;

$t''_н$ — расчетная зимняя температура для определения расхода тепла на вентиляцию, °С;

$V_н$ — объем здания по наружному обмеру, $м^3$;

n — продолжительность отопительного периода в часах за год;

a — коэффициент, учитывающий изменение удельной тепловой характеристики в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха;

η — к. п. д. отопительной системы, равный для котельных $0{,}8 \div 0{,}85$, а для отопительных печей 0,7—0,75.

Удельные тепловые характеристики, а также расчетные внутренние температуры жилых и общественных зданий для отопления и вентиляции приведены в табл. 4.10—4.14; границы районов расчетных зимних температур — на рис. 4.1.

4. Режимы потребления горючих газов

Потребителями газа в городах являются: жилые квартиры, предприятия общественного питания, детские и лечебные учреждения, учебные заведения, бани, хлебозаводы, отопительные котельные и печи жилых и общественных зданий, промышленные предприятия и электростанции.

Потребление газа этими категориями потребителей происходит неравномерно, причем каждой из них свойственны характерные для нее сезонные, недельные и суточные неравномерности потребления газа.

Наибольшая сезонная неравномерность присуща отопительным котельным и печам, прекращающим в теплое время года потребление топлива. Отопительная нагрузка, кроме сезонной неравномерности, имеет значительные колебания в течение отопительного сезона и находится почти в прямой зависимости от температур наружного воздуха.

Наибольшая суточная неравномерность присуща бытовым и другим потребителям, использующим газ для приготовления пищи и горячей воды и наименьшая промышленным предприятиям с непрерывными технологическими процессами.

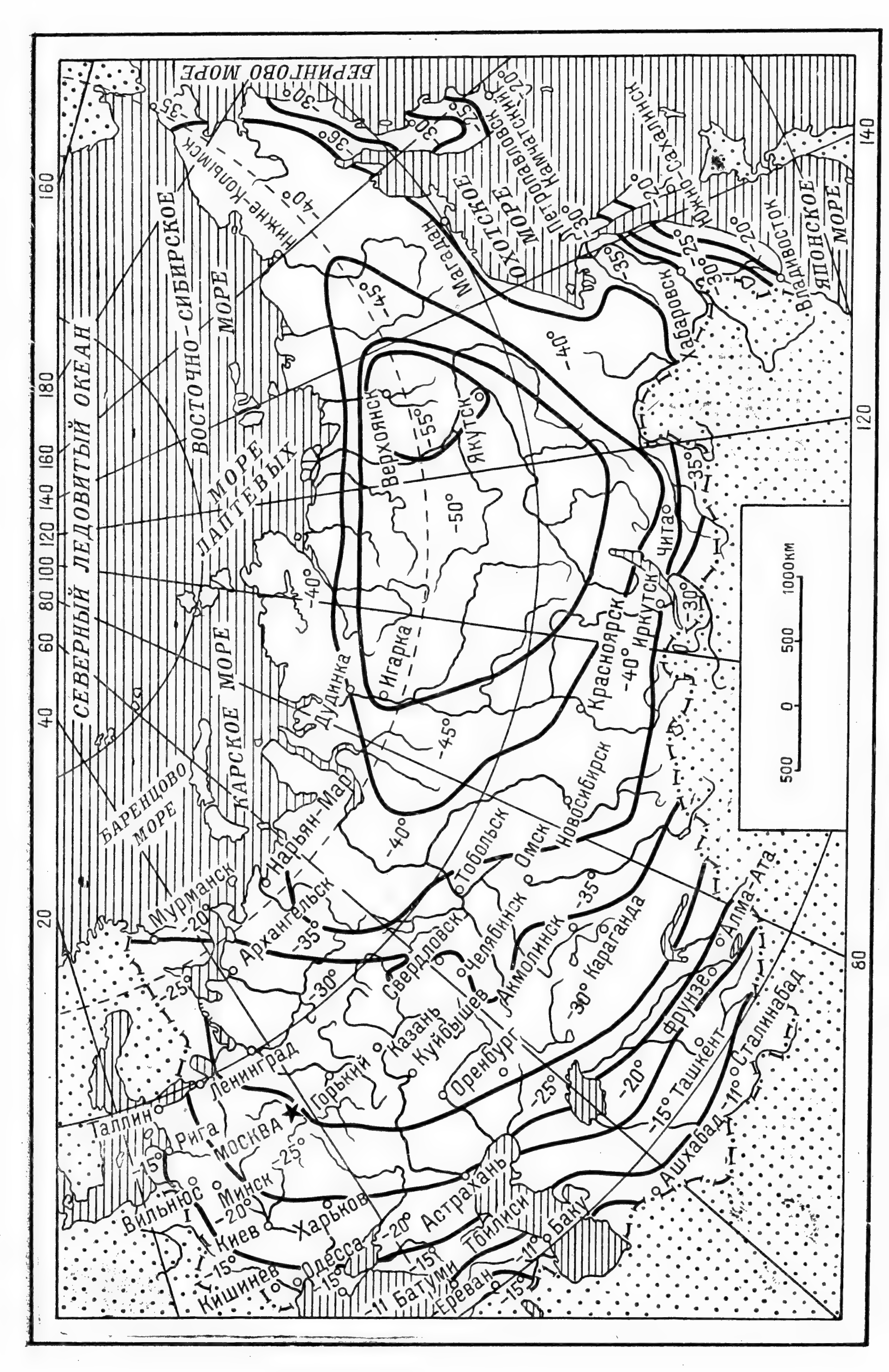


Рис. 4.1. Карта границ районов расчетных зимних температур.

Таблица 4.10

Удельные тепловые характеристики жилых и общественных зданий для отопления и вентиляции

Наименование	Строительный объем зданий, $V_н$, тыс. $м^3$	Удельные тепловые характеристики, *ккал/час · м³ °С*	
		для отопления $q_о$	для вентиляции $q_в$
Жилые здания	до 3,0	0,42	—
	» 5,0	0,38	—
	» 10,0	0,33	—
	» 15,0	0,31	—
	» 20,0	0,29	—
	» 25,0	0,28	—
	» 30,0	0,27	—
	более 30,0	0,26	—
Административные здания	до 5,0	0,43	0,09
	» 10,0	0,38	0,08
	» 15,0	0,39	0,07
	более 15,0	0,32	0,07
Клубы	до 5,0	0,37	0,25
	» 10,0	0,33	0,23
	более 10,0	0,30	0,20
Театры	до 10,0	0,29	0.41
	» 15,0	0,27	0,40
	» 20,0	0,22	0,38
	» 30,0	0,20	0,36
	более 30,0	0,18	0,34
Кинотеатры	до 5,0	0,36	0,43
	» 10,0	0,32	0,39
	более 10,0	0,30	0,38
Универмаги	до 5,0	0,38	—
	» 10,0	0,33	0,20
	более 10,0	0,31	0,28
Детские сады и ясли	до 5	0,38	0,11
	более 5	0,34	0,10
Гостиницы и общежития	до 3	0,42	—
	» 5	0,38	—
	» 10	0,33	—
	» 15	0,31	—
	» 20	0,29	—
	» 25	0 28	—
	более 25	0,27	—

Продолжение табл. 4.10

Наименование	Строительный объем зданий $V_н$, тыс. $м^3$	Удельные тепловые характеристики, *ккал/час · м³ °С*	
		для отопления $q_о$	для вентиляции $q_в$
Школы	до 5 » 10 более 10	0,39 0,35 0,33	0,09 0,08 0,07
Высшие учебные заведения и техникумы	до 10 » 15 » 20 более 20	0,35 0,33 0,30 0,29	— 0,10 0,08 0,08
Поликлиники, амбулатории, диспансеры	до 5 » 10 » 15 более 15	0,40 0,36 0,32 0,30	— 0,25 0,25 0,22
Больницы	до 5 » 10 » 15 более 15	0,40 0,36 0,32 0,30	0,29 0,28 0,26 0,25
Бани	до 5 » 10 более 10	0,28 0,25 0,23	1,00 0,98 0,90
Прачечные	до 5 » 10 более 10	0,38 0,33 0,31	0,80 0,78 0,75
Предприятия общественного питания: фабрики-кухни, столовые	до 5 » 10 более 10	0,35 0,33 0,30	0,70 0,65 0,60
Лаборатории	до 5 » 10 более 10	0,37 0,35 0,33	1,00 0,95 0,90
Пожарные депо	до 2 » 5 более 5	0,48 0,46 0,45	0,14 0,09 0,09
Гаражи	до 2 » 3 » 5 более 5	0,70 0,60 0,55 0,50	— — 0,70 0,65

Таблица 4.11

Удельные тепловые характеристики промышленных зданий

Наименование цехов	Строительный объем $V_н$, тыс. $м^3$	Удельная тепловая характеристика, *ккал/час* · $м^3$ °C	
		для отопления $q_о$	для вентиляции $q_в$
Котельные	2—5 5—10 10—20	0,1 0,1 0,08	0,30—0,50 0,30—0,50 0,20—0,40
Насосные	до 0,5 0,5—0,1 1—2 2—3	1,05 1,0 0,60 0,50	— — — —
Компрессорные	до 0 5 0,5—1 1—2 2—5 5—10	2—0,7 0,7—0,6 0,6—0,45 0,45—0,4 0,40—0,35	— — — — —
Газогенераторные	5—10	0,1	1,8
Склады химикатов красок	до 1 1—2 2—5	0,85—0,75 0,75—0,65 0,65—0,58	 — 0,6—0,45
Бытовые и административно-вспомогательные помещения	0,5—1 1—2 2—5 5—10 10—20	0,6—0,45 0,45—0,40 0,40—0,33 0,33—0,30 0,30—0,25	 0,14—0,12 0,12—0,11 0,11—0,10
ФЗУ	5—10 10—15 15—20 20—30	0,5 0,4 0,35 0,30	0,5 0,3 0,25 0,20
Чугунолитейные	10—50 50—100 100—150	0,30—0,25 0,25—0,22 0,22—0,18	1,10—1,00 1,00—0,90 0,90—0,80

Продолжение табл. 4.11

Наименование цехов	Строительный объем $V_н$, тыс. $м^3$	Удельная тепловая характеристика, *ккал/час · м³ °С*	
		для отопления $q_о$	для вентиляции $q_в$
Меднолитейные	5—10 10—20 20—30	0,40—0,35 0,35—0,25 0,25—0,20	2,50—2,00 2,00—1,50 1,50—1,20
Термические	до 10 10—30 30—75	0,40—0,30 0,30—0,25 0,25—0,20	1,30—1,20 1,20—1,00 1,00—0,60
Кузнечные	до 10 10—50 50—100	0,40—0,30 0,30—0,25 0,25—0,15	0,70—0,60 0,60—0,50 0,50—0,30
Механосборочные, механические и слесарные отделения инструментальных цехов	5—10 10—50 50—100 100—200	0,55—0,45 0,45—0,40 0,40—0,38 0,38—0,35	0,40—0,25 0,25—0,15 0,15—0,12 0,12—0,08
Деревообделочные	до 5 5—10 10—50	0,60—0,55 0,55—0,45 0,45—0,40	0,60—0,50 0,50—0,45 0,45—0,40
Цехи металлических конструкций	50—100 100—150	0,38—0,35 0,35—0,30	0,53—0,45 0,45—0,35
Цехи покрытия металлами	до 2 2—5 5—10	0,65—0,60 0,60—0,55 0,55—0,45	5,0—4,00 4,0—3,00 3,0—2,00
Ремонтные	5—10 10—20	0,60—0,50 0,50—0,45	0,20—0,15 0,15—0,10
Паровозные депо	до 5 5—10	0,75—0,65 0,65—0,60	0,40—0,30 0,30—0,25
Котельные цехи	100—250	0,25	0,60

Таблица 4.12

Расчетные внутренние температуры воздуха для жилых и общественных зданий

Наименование помещений	Температура $t_{вн}$, °C	Наименование помещений	Температура $t_{вн}$, °C
Жилые дома и общежития		*Детские сады и ясли*	
Жилые и спальные комнаты, внутренние коридоры, вестибюли, умывальные	+18	Бельевые	+16
Душевые ванные	+25	Боксы, изоляторы, комнаты для игр в яслях, для кормления грудных детей, внутренние лестничные клетки, спальные комнаты, уборные для детей, умывальные и фильтры	+20
Ванные при наличии дровяных колонок	+18	Душевые, ванные и раздевальные при них	+25
Раздевальные при душевых и ванных	+22	Комнаты для игр в детских садах, столовые, буфеты, уборные для взрослых	+18
Уборные и лестничные клетки	+16	*Поликлиники и больницы*	
Кухни	+15	Боксы, залы для выздоравливающих, кабинеты врачей, комнаты отдыха при физиотерапии, внутренние лестницы, палаты для взрослых, процедурные комнаты (кроме водолечебных), рентгеновские кабинеты, смотровые комнаты (без раздевания), столовые	+20
Гостиницы		Детские комнаты, палаты для детей, перевязочные, передоперационные, смотровые комнаты (с раздеванием)	+22
Жилые комнаты, вестибюль, коридоры, лестничные клетки, гардероб, столовые и рестораны	+18	Водолечебные, операционные, палаты для родов	+25
Кухни	+5*	*Гаражи*	
Клубы, театры, кино		Стоянка машин без ремонта и мойки	+5
Архивы, библиотеки, читальни, кабинеты, канцелярии, комнаты артистов, пионерские комнаты, раздевалки и сцена	+18	Стоянка машин с ремонтом, мастерские	+15
Детские комнаты	+20	*Торговые помещения*	
Буфеты, курительные, уборные, физкультурные залы	+15	Вестибюли, магазины винных и промышленных товаров, универсальные магазины	+15
Залы собраний, зрительные залы, кассы, костюмерные и бутафорские, фойе с гардеробом	+16	Магазины бакалейных товаров	+12
Зрительные залы в кинотеатрах (если посетители в верхней одежде), кинобудки, фойе кинотеатров	+14	Магазины скоропортящихся товаров	+5
Учреждения		*Бани*	
Архивы, склады, коридоры, приемные, залы заседаний	+16	Бассейны для плавания, душевые, ванные и раздевальные	+25
Кабинеты, вестибюли, канцелярские комнаты, архивы, библиотеки	+18	Мыльные	+30
Учебные заведения		Парильные	+40
Архивы, музеи, библиотеки, канцелярии, комнаты отдыха, раздевальные, умывальные и чертежные	+18	Вестибюль, касса, коридоры, ожидальные, парикмахерские	+18
Кабинет врача и ожидальная	+20	Уборные	+22
Классы, аудитории, лаборатории, мастерские, уборные, курительные и корицоры	+16		
Физкультурный зал	+15		

* Температура, обеспечиваемая системой отопления.

Продолжение табл. 4.12

Наименование помещений	Температура $t_{вн}$, °C	Наименование помещений	Температура $t_{вн}$, °C
Прачечные			
Вестибюли, комнаты приема белья и стиральные	+18	Дезинфекционные камеры, чистое и грязное отделения, мастерские	+15
Выдача чистого белья, гладильные, хранение чистого белья, сушильные, тамбуры прачечной	+16	Тамбуры дезинфекционной камеры	+12

Таблица 4.13

Расчетные внутренние температуры воздуха и его влажность в рабочей зоне производственных помещений

Характеристика производственных помещений и работы	Холодный и переходный периоды года (наружная температура ниже +10°)	
	Температура воздуха в помещении, °C	Относительная влажность, %
I. Производственные помещения, характеризуемые преимущественно конвекционным тепловыделением		
А. Тепловыделения незначительные:		
легкая работа	16—20	Не нормируется
тяжелая »	10—15	То же
Б. Тепловыделения значительные:		
легкая работа	16—25	» »
тяжелая »	10—20	» »
В. Требуется искусственное регулирование температуры и относительной влажности	22—23	80—75
	24—25	70—65
	26—27	60—55
	—	—
II. Производственные помещения, характеризуемые тепловыделениями преимущественно в виде лучистого тепла (напряжение лучистой энергии в рабочей зоне более 600 *ккал/м². час*	8—15	Не нормируется
III. Производственные помещения, характеризуемые значительными влаговыделениями		
А. Тепловыделения незначительные:		
легкая работа	16—20	Не более 80
тяжелая »	10—15	То же
Б. Тепловыделения значительные:		
легкая работа	18—23	» »
тяжелая »	16—19	» »

Примечания: 1. Рабочей зоной считается пространство высотой до 2 *м* над уровнем пола или площадки, на которых находятся рабочие места.

2. Незначительными считаются тепловыделения от людей, машин и инсоляции в количестве, не превышающем 20 *ккал/м³. час*.

3. К категории легких работ относятся работы, производимые в сидячем положении, и работы, производимые стоя или, если они связаны с ходьбой, но не требуют систематического преодоления значительных сопротивлений или поднятий и переноски тяжестей (например, работы в инструментальных и механических цехах, работа ткачей, прядильщиков, наборщиков, швей).

4. К категории тяжелых работ относятся работы, связанные с преодолением значительных сопротивлений, а также с постоянным передвижением и переноской тяжестей (например, работа кузнецов, вальцовщиков, литейщиков, грузчиков).

Таблица 4.14

Значение коэффициента a, учитывающего изменение удельной тепловой характеристики в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха

Температура t'_n, °C	Коэффициент a	Температура t'_n, °C	Коэффициент a
—10	1,45	—35	0,95
—15	1,29	—40	0,90
—20	1,17	—45	0,85
—25	1,08	—50	0,82
—30	1,00		

Надо указать, что режимы расхода газа различными категориями потребителей изучены недостаточно и зависят от множества факторов и местных условий, не поддающихся точному учету и обобщению. По этим причинам приводимые ниже количественные характеристики режимов расхода газа, составленные на основании исследований проектных, научных и эксплуатационных организаций, могут и должны уточняться в зависимости от местных условий (характера потребителей, климатических данных и т. п.)

Режимы потребления газа в быту и коммунальном хозяйстве. Практика показывает, что колебания в расходе газа бытовыми потребителями имеют определенную закономерность. В дневные и вечерние часы происходит наибольший расход газа, а в ночные он снижается до минимума, доходя при наибольшем количестве потребителей почти до нуля. При этом в течение суток наблюдаются часы усиленного потребления газа, соответствующие времени приготовления пищи и приема ванн.

Такая закономерность свойственна как городу в целом (при использовании газа на бытовые нужды), так и небольшому кругу потребителей.

Изложенное иллюстрируется приведенными на рис. 4.2 графиками расхода газа по городу и группе жилых квартир, количество которых составляет около 0,1% от количества газоснабжаемых квартир в городе. Расходы газа по часам суток по городу показаны сплошной линией, а по группе квартир — пунктирной, причем соответствие масштабов составляет 10^3.

Из графиков видно, что закономерность потребления газа группой квартир при небольшом их количестве та же, что и закономерность потребления газа всем городом.

Потребление газа неодинаково и по дням недели: при сравнительно равномерном потреблении газа в дни от понедельника до пятницы расход его в субботу увеличивается.

Значительное увеличение расхода газа наблюдается также в предпраздничные дни.

Наибольший расход газа по многолетним данным относится к предновогоднему дню 31 декабря, в который потребность газа превышает годовой среднесуточный расход в $1{,}6 \div 1{,}65$ раза.

Кроме часовых и суточных неравномерностей потребления газа, следует учитывать сезонные колебания в течение года, вызываемые разъездом в летнее время населения и детских учреждений за пределы города, изменением рациона питания и повышением температур наружного воздуха и воды.

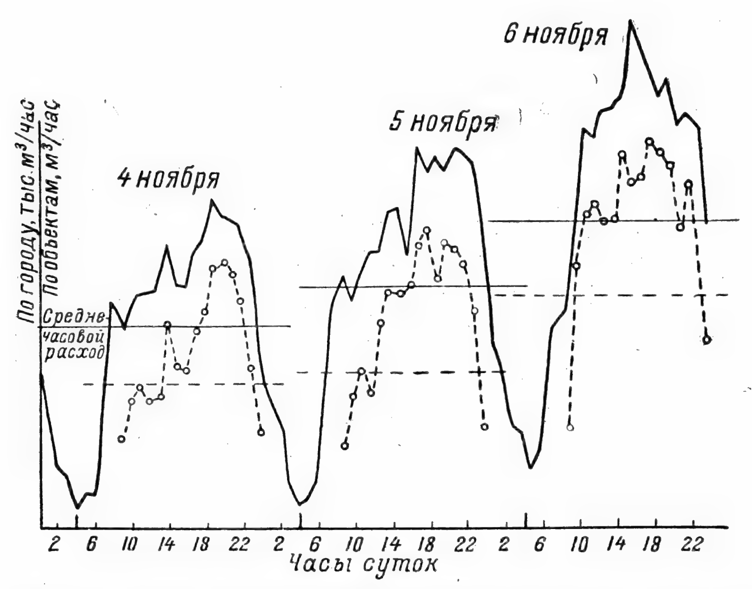


Рис. 4.2. Сравнительные графики потребления газа по городу и группе жилых квартир по часам суток.

Ниже приводятся средние количественные характеристики режимов потребления газа в квартирах, учреждениях и предприятиях по месяцам года, дням недели и часам суток для средней полосы СССР (табл. 4.15—4.21).

Таблица 4.15

Средние режимы потребления газа в квартирах по месяцам года

Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу
Январь . . .	10,3	Май	8,6	Сентябрь . .	7,0
Февраль . .	9,6	Июнь . . .	7,0	Октябрь . .	8,7
Март	10,0	Июль . . .	5,0	Ноябрь . .	9,4
Апрель . . .	9,3	Август . .	5,2	Декабрь . .	9,9
				Итого . . .	100,0

Коэффициент месячной неравномерности (отношение максимального месячного расхода к среднемесячному)

$$K_{н}^{м} = 10{,}3 : \frac{100}{12} = 1{,}24 \approx 1{,}25.$$

Коэффициент суточной неравномерности (отношение максимального суточного расхода к среднему за неделю) по данным табл. 4.16.

$$K_{н}^{с} = 17{,}0 : \frac{100}{7} = 1{,}19 \approx 1{,}20.$$

Таблица 4.16

Средние режимы потребления газа в квартирах по дням зимней (январской) недели

Дни недели	% к недельному расходу	Дни недели	% к недельному расходу
Понедельник . . .	13,6	Пятница	14,8
Вторник	13,7	Суббота	17,0
Среда	13,8	Воскресенье . . .	14,2
Четверг	14,0		
		Итого . . .	100,0

Коэффициент суточной неравномерности за год

$$K_{н}^{1с} = K_{н}^{с} \cdot K_{н}^{м} = 1{,}20 \cdot 1{,}25 = 1{,}50.$$

Таблица 4.17

Средние режимы потребления газа квартирами по часам зимних суток (в % от суточного расхода)

Часы суток	Квартиры крупного города в обычные зимние дни	Квартиры крупного города в предпраздничные дни (31/XII)	Квартиры небольшого города в обычные зимние дни	Квартиры небольшого города в предпраздничные дни
0—1	1,5	4,0	0,6	3,0
1—2	0,5	2,0	0,2	1,5
2—3	0,2	1,0	0,1	0,1
3—4	0,2	0,8	0,1	0,1
4—5	0,2	0,8	0,1	0,1
5—6	0,5	1,4	0,5	0,8
6—7	3,0	3,5	4,5	3,0
7—8	4,4	4,5	5,5	3,7
8—9	5,5	5,0	6,25	5,0
9—10	6,0	5,0	6,4	6,2
10—11	6,0	5,5	6,25	6,5
11—12	5,5	5,0	5,5	6,0
12—13	5,5	5,0	5,5	6,0
13—14	5,4	5,25	5,5	6,0
14—15	5,6	5,50	5,25	6,0
15—16	5,5	5,75	5,25	6,0
16—17	5,5	6,0	5,4	6,5
17—18	6,0	6,5	6,0	7,0
18—19	6,6	6,0	6,75	6,5
19—20	7,0	5,5	7,7	6,0
20—21	6,5	4,75	7,25	5,0
21—22	5,8	5,25	5,9	4,0
22—23	4,3	4,0	2,75	3,0
23—24	2,9	2,5	0,75	2,0

Коэффициенты часовой неравномерности для зимних дней (отношение максимально часового расхода к среднечасовому): для крупных городов $K_{н}^{ч} = 7 : \frac{100}{24} = 1{,}68$; для небольших городов $K_{н}^{ч} = 7{,}7 : \frac{100}{24} = 1{,}85$.

Таблица 4.18

Приближенные режимы потребления газа детскими яслями, детскими садами, школами, специальными учебными заведениями, больницами и поликлиниками по месяцам года (в % к годовому расходу)

Месяцы	Детские ясли	Детские сады	Школы	Учебные заведения	Больницы	Поликлиники
Январь	9,6	8,9	8,4	8,0	9,3	8,6
Февраль	8,7	8,3	10,0	8,0	8,5	8,3
Март	8,9	9,0	8,8	10,4	8,9	9,0
Апрель	8,5	8,6	10,3	9,9	8,2	8,5
Май	7,2	7,0	9,0	8,2	8,1	7,1
Июнь	7,5	8 0	9,5	3,4	7,4	8,1
Июль	7,5	8,0	1,5	3,4	7,7	8,1
Август	7,9	8,2	1,5	3,4	7,7	8,4
Сентябрь	7,7	7,8	9,4	9,0	7,8	7,8
Октябрь	8,8	8,8	10,7	10,3	8,5	8,8
Ноябрь	8,3	8,3	10,0	9,6	8,6	8,3
Декабрь	9,4	9,1	10,9	10,4	9,3	9,0

Таблица 4.19

Приближенные режимы потребления газа гостиницами, прачечными, столовыми и ресторанами и мелкими бытовыми предприятиями по месяцам года (в % к годовому расходу)

Месяцы	Гостиницы	Прачечные (домовые)	Столовые и рестораны	Мелкие бытовые предприятия
Январь	9,3	9,1	9,5	9,5
Февраль	8,5	8,6	8,6	8,6
Март	8,9	8,9	9,5	9,5
Апрель	8,2	8,5	8,6	8,6
Май	8,1	7,1	8,2	8,2
Июнь	7,4	8,1	7,7	7,7
Июль	7,7	7,6	6,8	6,8
Август	7,7	7,6	6,8	6,8
Сентябрь	7,8	8,0	7,7	7,7
Октябрь	8,5	8,9	8,5	8,5
Ноябрь	8,6	8,3	8,6	8,6
Декабрь	9,3	9,3	9,5	9,5

Режимы потребления газа в банях. Потребление газа банями по месяцам года и дням недели характеризуется неравномерностью. Месячные колебания обуславливаются снижением расхода тепла в летнее время на отопление и вентиляцию и сокращением в это время числа помывок.

Колебания расходов газа по дням недели объясняется укладом жизни населения. Так, начиная со вторника растет число помывок, достигая в субботу 180% от среднего дня за неделю. Почти линейно следует и возрастание расходов топлива.

В табл. 4.22 и 4.23 приведены средние режимы расхода газа банями по месяцам года и дням недели, составленные на основании анализа данных нескольких городских трестов бань.

Таблица 4.20

Приближенные режимы потребления газа детскими яслями, детскими садами, школами, специальными учебными заведениями, больницами и поликлиниками (в % от суточного расхода)

Часы суток	Детские ясли	Детские сады	Школы	Специальные учебные заведения	Больницы	Поликлиники
0—1	—	—	—	—	1,9	—
1—2	—	—	—	—	0,9	—
2—3	—	—	—	—	0,9	—
3—4	—	—	—	—	0,9	—
4—5	—	—	—	—	0,9	—
5—6	—	—	—	—	1,9	—
6—7	—	—	—	—	2,8	3,2
7—8	3,6	4,3	—	0,5	5,0	4,2
8—9	8,5	7,4	—	1,9	7,8	8,8
9—10	8,5	10,2	7,2	5,0	5,8	8,0
10—11	12,0	8,8	7,2	8,3	6,9	6,1
11—12	12,0	5,9	14,4	10,3	9,4	6,1
12—13	7,2	14,8	14,4	10,3	8,7	6,1
13—14	7,2	11,8	13,0	7,1	4,9	6,1
14—15	2,4	4,3	13,0	6,1	3,8	6,1
15—16	3,6	7,4	8,8	6,1	3,8	6,1
16—17	3,6	3,0	5,9	9,2	4,9	10,4
17—18	3,6	3,0	4,4	9,2	4,9	10,4
18—19	6,0	6,0	2,9	6,1	6,3	10,4
19—20	8,5	8,8	2,9	6,1	6,3	6,1
20—21	8,5	4,3	2,9	6,1	3,8	3,2
21—22	4,8	—	1,5	5,0	2,8	3,2
22—23	—	—	1,5	2,7	2,8	—
23—24	—	—	—	—	1,9	—

Отношение максимально-часового расхода газа к суточному составляет от 8 до 10%. Первая цифра относится к баням, оборудованным каменками, вторая к баням без каменок.

Режимы потребления газа хлебозаводами. Неравномерность потребления газа хлебозаводами по месяцам года вызывается снижением в летнее время норм расхода тепла на единицу изделий и уменьшением количества производимой продукции.

Режимы потребления газа крупными хлебозаводами по месяцам года представлены в табл. 4.24.

По дням недели также имеет место некоторая неравномерность потребления топлива.

Обычно потребность в топливе возрастает от начала к концу недели и уменьшается в воскресные дни.

Максимальный суточный расход газа по сравнению со среднегодовым составляет около 125%, а минимальный около 60%.

Колебание расхода по часам суток на крупных заводах незначительно и отклоняется от среднегодового расхода на 3—5%.

Режимы потребления газа промышленными предприятиями. Потребителями топлива в промышленных предприятиях являются котельные и промышленные печи. В табл. 4.25 приведены режимы потребления топлива в печах по месяцам года, составленные на основании обследования промышленных предприятий нескольких крупных городов.

Таблица 4.21

Приближенные режимы потребления газа гостиницами, прачечными, столовыми и ресторанами и мелкими бытовыми предприятиями (в % от суточного расхода)

Часы суток	Прачечные (домовые)	Столовые и рестораны	Гостиницы	Мелкие бытовые предприятия
0—1	—	—	4,0	0,2
1—2	—	—	4,8	0,1
2—3	—	—	1,1	0,1
3—4	—	—	0,9	0,1
4—5	—	—	0,9	0,1
5—6	—	—	0,8	0,5
6—7	5,4	—	1,5	1,4
7—8	5,4	6,6	4,4	4,9
8—9	7,0	6,9	7,6	6,3
9—10	5,4	9,4	7,5	7,7
10—11	4,7	10,4	4,0	9,0
11—12	7,0	11,0	2,3	9,5
12—13	5,4	10,0	2,5	10,1
13—14	7,0	7,8	3,6	8,3
14—15	7,0	7,6	3,6	6,0
15—16	5,4	5,8	3,0	5,7
16—17	7,0	4,0	3,7	4,6
17—18	5,4	4,0	4,6	4,6
18—19	5,4	5,1	4,6	5,6
19—20	4,7	5,2	4,1	6,3
20—21	5,4	4,4	5,5	4,9
21—22	7,0	0,6	7,6	2,3
22—23	5,4	0,5	8,7	1,2
23—24	—	0,7	8,7	0,5

Таблица 4.22

Средние режимы потребления газа банями по месяцам года

Месяцы	% к годовому расходу	Месяц	% к годовому расходу	Месяц	% к годовому расходу
Январь . . .	12,0	Май	6,6	Сентябрь . .	6,1
Февраль . . .	10,4	Июнь . . .	6,1	Октябрь . .	8,2
Март	10,0	Июль . . .	5,4	Ноябрь . . .	9,6
Апрель	9,2	Август . . .	4,9	Декабрь . .	11,5
				Итого:	100,0

Среднее число часов использования максимума потребления топлива промышленными печами составляет около 6300.

Потребление топлива котельными по месяцам года в отличие от потребления печами, отличается значительной неравномерностью (табл. 4.26). Вызывается это тем, что тепло котельных расходуется не только на технологические нужды, но и на отопление и вентиляцию промышленных зданий.

Таблица 4.23

Средние режимы потребления газа в банях по дням зимней (январской) недели

Дни недели	% к недельному расходу	Дни недели	% к недельному расходу
Понедельник	7,0	Пятница	19,0
Вторник	6,0	Суббота	26,0
Среда	9,0	Воскресенье	21,0
Четверг	12,0		
		Итого:	100,0

Таблица 4.24

Средние режимы потребления газа хлебозаводами по месяцам года

Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу
Январь	10,2	Май	7,6	Сентябрь	7,1
Февраль	8,7	Июнь	7,2	Октябрь	8,5
Март	9,8	Июль	6,4	Ноябрь	8,8
Апрель	8,7	Август	6,6	Декабрь	10,4
				Итого:	100,0

Таблица 4.25

Средние режимы потребления топлива промышленными печами по месяцам года

Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу
Январь	8,5	Май	8,3	Сентябрь	8,3
Февраль	8,0	Июнь	8,2	Октябрь	8,4
Март	8,4	Июль	8,3	Ноябрь	8,4
Апрель	8,3	Август	8,3	Декабрь	8,6
				Итого:	100,0

Таблица 4.26

Средние режимы потребления топлива промышленными котельными по месяцам года

Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу	Месяцы	% к годовому расходу
Январь	11,4	Май	6,4	Сентябрь	5,8
Февраль	10,5	Июнь	5,7	Октябрь	8,0
Март	10,8	Июль	5,5	Ноябрь	10,2
Апрель	8,6	Август	5,4	Декабрь	11,7

Обследование режимов потребления топлива в котельных промышленных предприятиях трех крупных городов показало, что около $^2/_3$ всего топлива расходуется на технологические нужды и около $^1/_3$ на нужды отопления и вентиляции. При этом режимы отопительной нагрузки в промышленных предприятиях почти идентичны режимам расхода топлива на отопление жилых и общественных зданий. Среднее число часов использования максимума расхода топлива котельных предприятий составляет около 4450, а число часов использования максимума по всей промышленности (включая печи) около 5100.

Режимы потребления топлива на отопление и вентиляцию. Режимы отопительной нагрузки отличаются наибольшей неравномерностью и находятся в линейной зависимости от температур наружного воздуха. Приближенно месячные режимы потребления топлива на отопительные нужды подсчитываются по средним многолетним данным продолжительности стояния температур наружного воздуха, различных для разных районов страны.

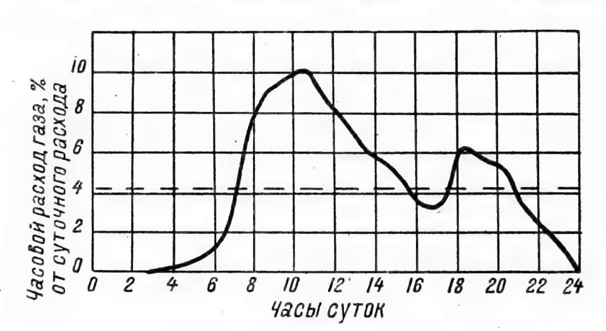


Рис. 4.3. Типичный график суточного расхода газа на печное отопление.

При этом следует учитывать, что фактические температуры (и, как следствие, расход топлива) могут отличаться от средних, полученных за много лет. В качестве примера можно указать, что средняя многолетняя температура января в Ленинграде составляет — 7,6° С, в то время как средняя температура того же месяца в 1942 г. составляла —18,7° С, а в 1956 г. —9,2° С.

Значительные колебания температур наблюдаются и в течение месяца. Так, например, в г. Ленинграде колебания среднесуточных температур в январе 1956 г. находились в пределах от +1° С до —29° С.

Потребление топлива по часам суток при центральном отоплении почти равномерно, так как колебания суточных температур наружного воздуха относительно незначительно сказывается на изменении внутренних температур по причине высокой тепловой аккумулирующей способности зданий.

Потребление же топлива по часам суток при печном отоплении весьма неравномерно и зависит главным образом от сложившегося уклада жизни населения. На рис. 4.3 приведен суточный график расхода газа на печное отопление зданий, составленный на основании длительного изучения натопа печей в г. Киеве при стоянии наружных температур воздуха от +8° С до —28° С. График показывает, что первый максимальный расход газа («часы пик») приходится на 9—11 часов утра и составляет 10% от суточного расхода газа.

Второй максимум расхода газа приходится на 18—20 часов и составляет около 7% от суточного расхода газа. Этот максимум участвует в общем максимуме расхода газа и должен учитываться при расчете газопроводов.

5. Расчетные расходы газа

Условием, определяющим создание совершенной системы распределения газа, является правильное установление расчетных расходов газа, максимально приближающихся к действительным условиям.

Расчетные расходы газа являются исходными данными для определения газопроводов и выбора размеров и типов газовой арматуры, аппаратуры и оборудования. Завышение расчетных расходов относительно действительных приводит к увеличению металло- и капиталовложений во все сооружения системы распределения газа. Наоборот, при заниженных расчетных расходах возможны перебои в газоснабжении и нарушение нормальных режимов работы газовых приборов и установок (снижение к. п. д., возникновение химического недожога и пр.).

Исследования показывают, что неравномерность потребления газа обусловливается неравномерными режимами работы каждого установленного прибора или установки и несовпадением часов работы как однотипных, так и разных по назначению приборов.

При неравномерном потреблении газа расчет системы распределения газа и всех ее узлов производится по максимальным часовым расходам газа, так как только в этом случае могут быть обеспечены нормальные режимы работы всех газовых приборов и установок во все периоды их действия.

Для определения расчетных расходов газа в практике газоснабжения городов распространение получили два метода, принципиально отличающихся друг от друга. По первому методу расчетный расход определяется по сумме номинальных расходов газа установленными приборами с учетом коэффициента одновременности их действия. По второму методу расчетный расход газа определяется как доля суммарного годового расхода подключенными к этим газопроводам потребителями.

Под коэффициентом одновременности понимается отношение действительного расхода газа группой приборов в часы максимального газопотребления к суммарному номинальному расходу газа этими приборами.

$$K_0 = \frac{V}{\sum vn} \quad \text{или} \quad V = K_0 \sum vn, \tag{4.4}$$

где K_0 — коэффициент одновременности — безразмерная величина;
V — расчетный расход газа, *м³/час*;
v — номинальный расход газа одним прибором, *м³/час*;
n — число газовых приборов.

Коэффициент одновременности показывает, какую долю от суммарного номинального расхода газа всеми приборами должно составить расчетное количество газа.

Опыт показывает, что коэффициент одновременности для группы газовых приборов или установок является числом, меньшим единицы, и только для одного прибора или установки может быть равен единице.

С увеличением количества установленных приборов K_0 уменьшается, а с уменьшением — увеличивается.

Для определения K_0 в иностранной литературе приводятся эмпирические зависимости, составленные по статистическим данным:

$$K_0 = \frac{1}{\lg\left(\frac{48}{\lg i} + n\right)}, \tag{4.5}$$

где n — число установленных газовых приборов;

i — коэффициент запаса, значения которого принимаются в пределах от 100 до 1000.

При подстановке указанных значений i в формулу (4.5) она принимает вид

$$K_0 = \frac{1}{\lg(24+n)}, \text{ при } i = 100 \qquad (4.6)$$

или

$$K_0 = \frac{1}{\lg(16+n)}, \text{ при } i = 1000. \qquad (4.7)$$

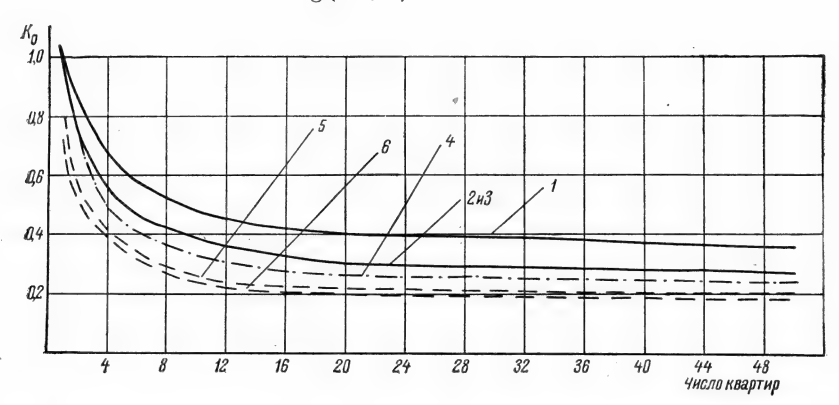


Рис. 4.4. График значений K_0 для разного количества квартир, в зависимости от оснащения их различной газовой аппаратурой:

1 — квартиры, оборудованные двухконфорочной плитой; 2 — квартиры, оборудованные четырехконфорочной плитой; 3 — квартиры, оборудованные двухконфорочной плитой и водонагревателем АГВ-80; 4 — квартиры, оборудованные четырехконфорочной плитой и водонагревателем АГВ-80; 5 — квартиры, оборудованные двухконфорочной плитой и быстродействующей ванной колонкой; 6 — квартиры, оборудованные четырехконфорочной плитой и быстродействующей ванной колонкой.

Подсчеты, произведенные по указанным формулам, показывают значительные завышения K_0 по сравнению с наблюдаемыми в практике. Объясняется это как отличием уклада жизни в городах СССР от уклада жизни в зарубежных странах, так и неудовлетворительностью методики, основанной только на количестве установленных приборов.

В СССР ряд проектных организаций (преимущественно украинских) также использует величины коэффициентов одновременности только в зависимости от числа приборов. Значения этих коэффициентов приведены в табл. 4.27.

Опытами, произведенными Ленинградским научно-исследовательским институтом Академии коммунального хозяйства, установлено, что на режиме потребления газа сказывается не только количество, но и ассортимент установленных газовых приборов.

Кроме того, опыты выявили различия в значениях K_0 для одного и того же количества приборов при установке их в разном количестве квартир.

Изложенное позволяет считать более обоснованной принятую в расчетной практике ряда проектных организаций методику отнесения K_0 не к числу установленных приборов, а к числу газоснабжаемых квартир, дифференцируя значения K_0 в зависимости от ассортимента установленных приборов.

Значения K_0, составленные по указанной методике на основании исследовательских работ и изучения статистических данных, приведены на рис. 4.4 и в табл. 4.28. Приведенные кривые, следуя одной закономер-

Таблица 4.27

Значения K_0 и расчетные расходы газа ($Q_н = 8400$ *ккал/нм³* и $\gamma = 0{,}73$) в зависимости от числа установленных приборов

Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа приборами, *м³/час*				
		П-4	П-2	Т-2	Отопительная печь	Колонка газовая
1	1 0	1,2	0,8	0,5	1,7	2,5
2	0,8	0,96	0,64	0,4	1,36	2,0
3	0,7	0,84	0,56	0,35	1,19	1,75
4	0,65	0,78	0,52	0,33	1,1	1,63
5	0,62	0,74	0,50	0,31	1,05	1,55
6	0,596	0,72	0,48	0,30	1,01	1,5
7	0,572	0,69	0,46	0,29	0,97	1,43
8	0,548	0,66	0,44	0,27	0,93	1,37
9	0,524	0,63	0,42	0,26	0,89	1,31
10	0,500	0,60	0,40	0,25	0,85	1,25
11	0,492	0,59	0,39	0,25	0,84	1,23
12	0,484	0,58	0,39	0,24	0,82	1,21
13	0,476	0,57	0,38	0,24	0,81	1,20
14	0,468	0,56	0.37	0,23	0,80	1,17
15	0,460	0,55	0,37	0,23	0,78	1,15
16	0,457	0,55	0,36	0,23	0,78	1,14
17	0,454	0,54	0,36	0,23	0,77	1,14
18	0,451	0,54	0,36	0,22	0,77	1,13
19	0,448	0,54	0,36	0,22	0,76	1,12
20	0,445	0,53	0,36	0,22	0,76	1,11
21	0,442	0,53	0,35	0,22	0,75	1,10
22	0,439	0,53	0,35	0,22	0,75	1,10
23	0,436	0,52	0,35	0,22	0,74	1,09
24	0,433	0,52	0,34	0,22	0,74	1,08
25	0,430	0.52	0,34	0,21	0,73	1,07
26—30	0,415	0,50	0,33	0,21	0,71	1,04
31—35	0,400	0,48	0,32	0,20	0 68	1,00
36—40	0,399	0,48	0,32	0,20	0,68	1 00
41—45	0,399	0,48	0,32	0,20	0,68	1,00
46—50	0,398	0,48	0,32	0,20	0,68	1,00
51—55	0,396	0,47	0,31	0,20	0,67	0,99
56—65	0,394	0,47	0,31	0.20	0,67	0,98
66—80	0,391	0,47	0,31	0,19	0,66	0,98
81—100	0,387	0,46	0,31	0,19	0,66	0,97
101—120	0,384	0,46	0,30	0,19	0,65	0,96
121—150	0,380	0,46	0,30	0,19	0,65	0,95
151—200	0,375	0,45	0,30	0,19	0,64	0,94
201—250	0,370	0,44	0,30	0,18	0,63	0,93

ности приближения к оси абсцисс, показывают резкое различие в значениях K_0 в зависимости от оснащения квартир разными газовыми приборами.

Наименьшие значения K_0 присущи квартирам, оборудованным плитами и ванными колонками. Объясняется это тем, что «часы пик» использования этих приборов не совпадают по времени.

При применении для горячего водоснабжения емкостных водонагревателей длительного действия типа АГВ-80 вероятность совпадения часов их работы с плитами повышается. Это и приводит к повышению значений K_0. На совпадение часов работы этих приборов оказывает влияние и то, что емкостные водонагреватели используются в значительно большей мере для получения горячей воды для хозяйственных нужд, чем ванные быстродействующие колонки.

Таблица 4. 28

Значения коэффициентов одновременности в зависимости от количества газоснабжаемых квартир и ассортимента установленных приборов

Число квартир	Одна плита четырехконфорочная	Одна плита двухконфорочная	Плита четырехконфорочная и быстродействующий водонагреватель для ванн	Плита двухконфорочная и быстродействующий водонагреватель для ванн	Плита четырехконфорочная и емкостный водонагреватель с запасом воды	Плита двухконфорочная и емкостный водонагреватель с запасом воды	Плита двухконфорочная или четырехконфорочная и отопительные печи большой теплоемкости	Плита двухконфорочная или четырехконфорочная, быстродействующий водонагреватель для ванн и отопительные печи большой теплоемкости
1	1,00	1,00	0,70	0,80	1,00	1,00	0,8	0,7
2	0,75	0,85	0,51	0,55	0,75	0,80	0,63	0,51
3	0,63	0,72	0,44	0,47	0,58	0,63	0,54	0,44
4	0,54	0,64	0,38	0,42	0,49	0,54	0,48	0,38
5	0,48	0,58	0,35	0,38	0,43	0,48	0,45	0,36
6	0,45	0,55	0,33	0,35	0,40	0,45	0,43	0,33
7	0,43	0,53	0,30	0,33	0,38	0,43	0,42	0,30
8	0,42	0,52	0,28	0,31	0,37	0,42	0,41	0,28
9	0,41	0,51	0,26	0,29	0,36	0,41	0,40	0,26
10	0,40	0,50	0,25	0,27	0,35	0,40	0,39	0,25
11	0,39	0,49	0,24	0,26	0,34	0,39	0,38	0,24
12	0,38	0,48	0,235	0,255	0,33	0,38	0,37	0,235
13	0,37	0,47	0,230	0,250	0,32	0,37	0,36	0,230
14	0,36	0,46	0,225	0,245	0,31	0,36	0,35	0,225
15	0,35	0,44	0,220	0,240	0,30	0,34	0,34	0,220
20	0,32	0,41	0,200	0,220	0,28	0,31	0,31	0,200
25	0,30	0,40	0,195	0,215	0,27	0,30	0,30	0,195
30	0,29	0,39	0,190	0,210	0,26	0,29	0,29	0,190
35	0,28	0,38	0,185	0,205	0,25	0,28	0,28	0,185
40	0,275	0,37	0,185	0,200	0,24	0,275	0,27	0,185
45	0,272	0,36	0,180	0,200	0,235	0,272	0,265	0,180
50	0,270	0,35	0,180	0,200	0,230	0,270	0,260	0,180
100	0,260	0,32	0,170	0,180	0,220	0,260	0,250	0,170

Примечания: 1. Для газовых отопительно-варочных печей коэффициент одновременности принимается по данным для четырехконфорочных плит.

2. При установке в одной квартире двух плит и водонагревателя коффициент одновременности принимается равноценным одной квартире.

3. При установке в одной квартире двух плит без водонагревателя, коэффициент одновременности принимается равносильным двум квартирам.

Примеры: 1. Определить расход природного газа $Q_{н} = 8500$ *ккал/нм³* для 10 квартир, 5 из которых оборудованы четырехконфорочными плитами и 5 теми же плитами и быстродействующими водонагревателями для ванн. Тепловая нагрузка плиты — 10 000 *ккал/нм³*, водонагревателя — 21 000 *ккал/нм³*.

$$V = 5\frac{10\,000}{8500} \times 0,4 + 5\ \frac{10000 + 21000}{8500} \times 0,25 = 7\ м^3/час.$$

2. Определить расход того же газа для 20 квартир, оборудованных 4-конфорочными плитами и отопительными печами. В каждой квартире установлено по одной плите и по две печи с расходом 1,5 *м³* газа в час каждая.

$$V = 20 \times \frac{10\,000}{8500} \times 0,31 + 20,2 \times 1,5 \times 0,31 = 26\ м^3/час.$$

Наибольшие значения K_0 относятся к квартирам, оборудованным только плитами, так как в этом случае плиты используются для приготовления и пищи и горячей воды.

При этом значения K_0 для квартир, снабжаемых двухконфорочными плитами, выше, чем для квартир, имеющих плиты с четырьмя конфорками. Объясняется это большей вероятностью одновременного использования всех конфорок и духового шкафа двухконфорочных плит по сравнению с четырехконфорочными.

Коэффициенты одновременности для одной квартиры, оборудованной плитой, а также плитой и емкостным водонагревателем, приняты равными единице, что свидетельствует о совпадении по времени использования не только всех конфорок плиты и духового шкафа, но и водонагревателя.

Коэффициенты одновременности для квартиры, в которой, кроме плиты, установлена быстродействующая ванная колонка, принимаются меньшими единицы, обеспечивающими максимальный расход газа только одним наиболее мощным и кратковременно действующим прибором — газовой ванной колонкой.

При случайном совпадении работы ванной колонки и одной или двух конфорок газовой плиты работа обоих приборов происходит с тепловой нагрузкой несколько ниже номинальной, что вполне допустимо, так как приведет только к незначительному удлинению времени на наполнение ванны и приготовление пищи.

Метод учета неравномерности потребления газа с помощью коэффициентов одновременности является приемлемым для расчета внутридомовых, дворовых и внутриквартальных газовых сетей, при расчете и проектировании которых известно число квартир, подлежащих газоснабжению, и ассортимент устанавливаемых приборов. Он пригоден и для определения расчетных расходов газа в учереждениях и учебных заведениях, оборудуемых газовыми приборами, отдельными горелками или установками. Значения K_0 при этом должны определяться для каждого потребителя в зависимости от режимов использования газа.

Для расчета городских газопроводов, в особенности связанных в единую систему распределения газа, указанный метод является неприемлемым из-за многообразия газовых приборов и установок и различных режимов использования газа разными категориями потребителей.

Кроме того, при расчете систем распределения газа установить число подлежащих газоснабжению квартир (в особенности для вновь проектируемых районов и городов), и, тем более, газовых приборов не представляется возможным. Поэтому при проектировании систем распределения газа расчетные расходы определяются как доли годовых расходов газа.

Опыт проектирования и эксплуатации показывает, что такой метод определения расчетных расходов газа упрощает расчеты систем распределения газа и дает результаты, близкие к практическим данным.

Для определения расчетных расходов газа по этому методу подсчитывают годовые расходы газа в отдельных характерных по застройке районах или микрорайонах и умножают на доли годовых расходов.

Значения часовых долей годового расхода газа в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в табл. 4.29.

Указанными коэффициентами можно руководствоваться для определения расчетных расходов газа населением и мелкими предприятиями бытового и культурного обслуживания трудящихся.

Для крупных потребителей газа (бани, городские прачечные, хлебозаводы, кондитерские фабрики, промышленные предприятия и т. п.)

Таблица 4.29

Часовые доли годового расхода газа в зависимости от численности населения, снабжаемого газом

Число жителей, снабжаемых газом, тысячи человек	5	10	20	30	40	50	100	300	500	750	1000
Доли годового потребления газа, расходуемые в расчетный час	$\frac{1}{2100}$	$\frac{1}{2200}$	$\frac{1}{2300}$	$\frac{1}{2400}$	$\frac{1}{2500}$	$\frac{1}{2600}$	$\frac{1}{2800}$	$\frac{1}{3000}$	$\frac{1}{3300}$	$\frac{1}{3500}$	$\frac{1}{3700}$

должны быть установлены дифференцированные значения долей годового расхода в зависимости от графика их работы. Для укрупненных расчетов средние доли годового потребления газа в расчетный час могут приниматься по данным табл. 4.30, составленной на основании изучения режимов топливопотребления различными отраслями промышленности.

Таблица 4.30

Часовые доли годового расхода газа различными отраслями промышленности

Наименование отраслей промышленности	Доля годового расхода газа		
	в целом по отрасли	в котельных	в промышленных печах
Черная металлургия	1 : 6100	1 : 5200	1 : 7500
Судостроение	1 : 3200	1 : 3100	1 : 3400
Резино-техническая	1 : 5200	1 : 5200	—
Химическая	1 : 5900	1 : 5600	1 : 7300
Строительных материалов	1 : 5900	1 : 5500	1 : 6200
Радиотехническая	1 : 3600	1 : 3300	1 : 5500
Электротехническая	1 : 3800	1 : 3600	1 : 5500
Цветная металлургия	1 : 3800	1 : 3100	1 : 5400
Станкостроительная	1 : 2700	1 : 2900	1 : 2600
Машино- и приборостроение	1 : 2700	1 : 2600	1 : 3200
Текстильная	1 : 4500	1 : 4500	—
Бумажная	1 : 6100	1 : 6100	—
Деревообрабатывающая	1 : 5400	1 : 5400	—
Пищевая	1 : 5700	1 : 5900	1 : 4500
Пивоваренная	1 : 5400	1 : 5200	1 : 6900
Винно-водочная	1 : 5700	1 : 5700	—
Мыловаренная	1 : 6000	1 : 6000	1 : 2700
Обувная	1 : 3500	1 : 3500	—
Фарфоровая	1 : 5200	1 : 3900	1 : 6500
Кожевенная	1 : 4800	1 : 4800	—
Полиграфическая	1 : 4000	1 : 3900	1 : 4200
Швейная	1 : 4900	1 : 4900	—
Мукомольная	1 : 3500	1 : 3600	1 : 3200
Табачная	1 : 3850	1 : 3500	—
Хлебопекарная	1 : 6000	—	—

Метод определения расчетных расходов как долей от суммарного годового расхода газа применяется только для расчета дальних газопроводов и городских систем распределения газа. Этот метод непригоден для составления конкретных проектов газоснабжения отдельных потребителей, так как может привести к ошибкам.

При таком проектировании определение расчетных расходов газа должно базироваться на изучении расхода тепла всеми переоборудованными для сжигания газа установками и выявлении режимов их работы. Расчетный расход при этом определяется путем совмещения графиков расхода газа всеми приборами и установками.

6. Пути использования газа и методика построения газового баланса

Современные города и промышленные населенные пункты обеспечиваются централизованным энергоснабжением, которое базируется на комплексном развитии электрификации, теплофикации и газификации.

По этой причине при выборе путей использования горючих газов необходимо исходить из общеэнергетических соображений, учитывающих наилучшее сочетание развития в местных условиях газоснабжения, теплоснабжения и электрификации.

Основными отраслями использования газов должны являться такие, в которых горючие газы приводят к резкому повышению суммарного энергетического коэффициента полезного использования горючего, обеспечивают повышение производительности труда и качества производимой продукции, являются базой для высокоэкономичных производств органического синтеза (производство искусственных волокон, пластических масс, искусственного каучука), обеспечивают гигиеничность технологических процессов и окружающей атмосферы, освобождают от тяжелого физического труда, связанного с использованием твердого топлива и т. п.

Рентабельность использования газов и других видов топлива для тепловых процессов определяется средними приближенными значениями термических и суммарных энергетических коэффициентов полезного действия (табл. 4.31).

К объектам, в которых наиболее целесообразно использовать газы относятся:

1) жилые дома, где газ применяется в быту на приготовление пищи и горячей воды для гигиенических и хозяйственных нужд;

2) предприятия общественного питания (столовые, фабрики-кухни, рестораны, кафе), использующие газ для приготовления пищи и горячей воды для хозяйственных нужд.

3) детские учреждения (детские сады, дома и ясли, молочные кухни), расходующие газ на приготовление пищи и горячее водоснабжение.

4) учебные заведения и научные учреждения (школы, техникумы, высшие учебные заведения, научно-исследовательские институты), расходующие газ на приготовление пищи, горячее водоснабжение и лабораторные работы;

5) лечебные учреждения (больницы, клиники, аптеки), использующие газ для приготовления пищи, горячего водоснабжения, стирки и дезинфекции белья и лабораторных нужд;

6) пищевые предприятия (хлебозаводы и хлебопекарни, кондитерские фабрики, предприятия пищевых концентратов, заводы по производ-

Таблица 4.31

Приближенные значения средних термических и энергетических * коэффициентов полезного действия для некоторых тепловых процессов

Виды тепловых процессов	Виды применяемого топлива				
	дрова и каменный уголь	жидкое топливо	газ		
			природный	коксовый	сланцевый
Приготовление пищи и горячей воды в быту					
термический к. п. д.	15	40	68	68	68
энергетический к. п. д.	13	32	61	54	30
Мелкие предприятия бытового обслуживания					
термический к. п. д.	12	30	60	60	60
энергетический к. п. д.	11	24	54	48	27
Мелкие отопительные котельные					
термический к. п. д.	50	75	80	80	80
энергетический к. п. д.	45	67	72	64	36
Крупные современные отопительные котельные					
термический к. п. д.	80	82	82	82	80
энергетический к. п. д.	72	74	74	66	36

* Под суммарным энергетическим к. п. д. понимается произведение термического к. п. д. прибора или установки на к. п. д. производства и транспорта газа или других видов топлива.

ству молочных продуктов, макаронные и пивоваренные заводы), использующие газ на технологические нужды;

7) заводы металлургической и металлообрабатывающей промышленности, а также стекольной и керамической промышленности — на технологические нужды;

8) коммунальные предприятия (бани, прачечные, парикмахерские, ремонтные мастерские) — на технологические нужды;

9) отопительные печи и котельные, в особенности малой тепломощности, жилых и общественных зданий.

В перечисленных категориях потребителей горючий газ обеспечивает повышение коэффициента полезного использования горючего, производительности труда и качества производимой продукции и создание гигиеничной атмосферы.

Подача газа на отопительные нужды, вентиляцию и горячее водоснабжение целесообразна только при отсутствии централизованного теплоснабжения от теплоэлектроцентралей. В противном случае для повышения суммарного коэффициента полезного действия теплоэлектроцентралей эти нужды целесообразно удовлетворять за счет тепла последних.

К категории важнейших потребителей газа относятся и предприятия, использующие газ в качестве сырья для производства химических продуктов.

К категории потребителей, где газовое топливо дает менее значимый эффект, относятся крупные отопительные котельные жилых и общественных зданий и промышленных предприятий, а также электрические станции, если они не оборудуются специальными установками — газовыми турбинами или высоконапорными парогенераторами.

Составление газового баланса производится графически по суточным расходам газа в течение года. Часовые колебания не учитываются, так как они покрываются емкостью газгольдерных станций или полезной емкостью конечных участков дальних газопроводов. Суточные расходы газа для всех потребителей, кроме отопления для приближенных расчетов могут приниматься равными среднемесячным расходам.

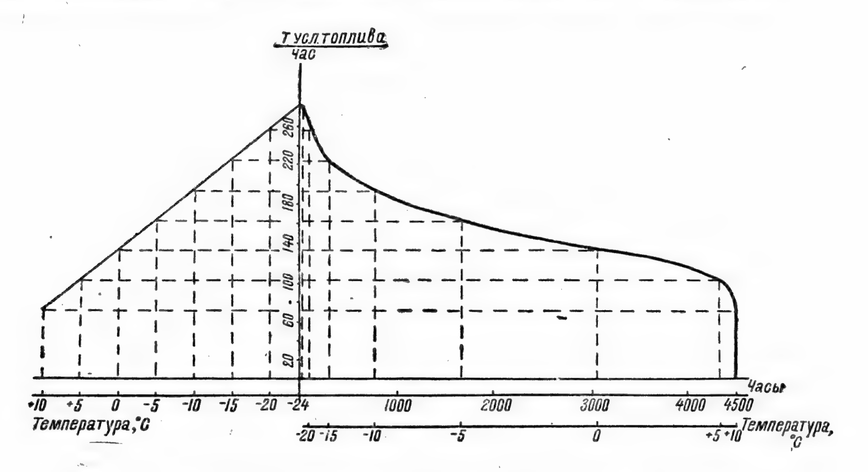


Рис. 4.5. График Россандера (в тоннах условного топлива в час).

Для определения расхода газа на отопительные нужды строятся графики Россандера по продолжительности стояния температур наружного воздуха. На оси абсцисс левой части графика (рис. 4.5) откладываются средние (из многолетних данных) температуры наружного воздуха, а на оси ординат соответствующие им расходы тепла (*ккал*, *нм*^{3} газа или в условном топливе в час). Расходы тепла определяются по формуле 4.2.

Для построения графика достаточно определить расходы тепла при расчетной температуре наружного воздуха (напр. —24° С) и при максимальной температуре наружного воздуха (+10° С), при которой отопление прекращается. Соединяя эти две точки, получим график в виде наклонной к оси абсцисс прямой.

Для построения правой части графика необходимо сначала построить ординаты, соответствующие различным наружным температурам, в зависимости от длительности их стояния. В отличие от левой части графика расстояния между ординатами наружных температур не будут одинаковы, так как определяются длительностью стояния этих температур в масштабе времени.

На построенных указанным методом ординатах различных наружных температур откладываются соответствующие часовые расходы тепла, взятые с левой части графика ($Q = f(t)$. Соединяя полученные точки плавной кривой, получаем кривую Россандера. Площадь, ограниченная этой кривой, осями координат и ординатой, соответствующей максималь-

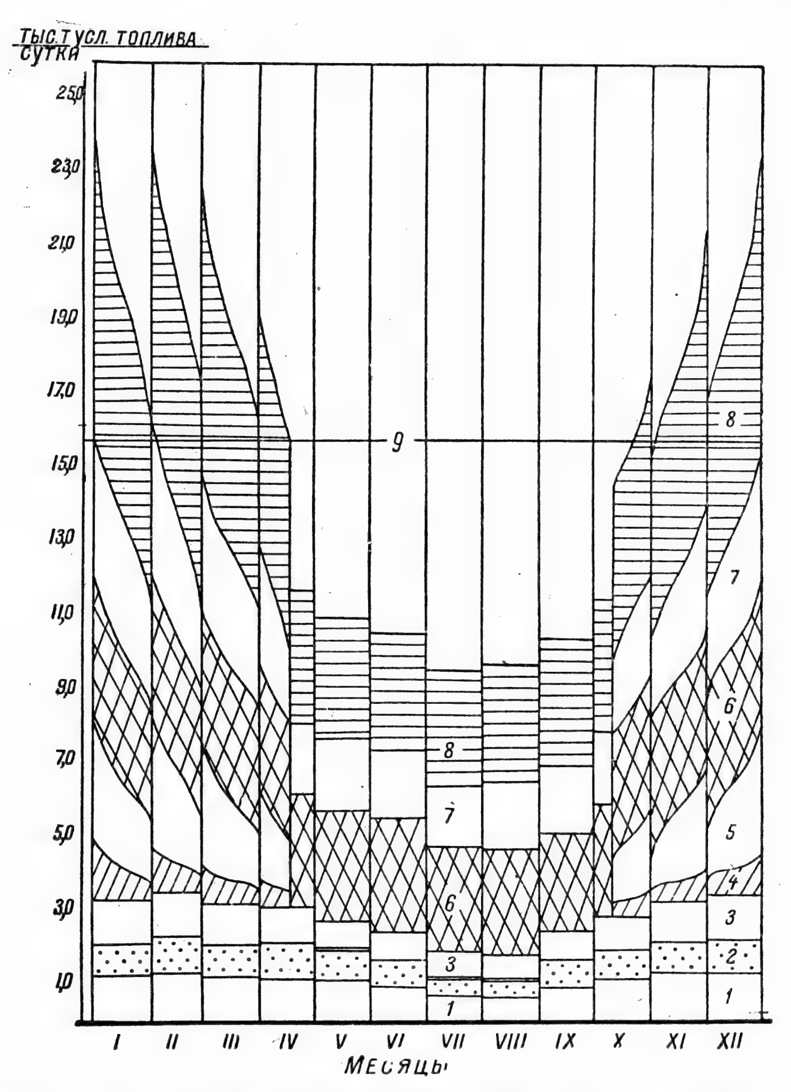


Рис. 4.6. Годовой график расхода газа в тоннах условного топлива:

1 — расход газа в жилых домах (без отопления); *2* — расход газа в предприятиях, учреждениях культурно-бытового обслуживания; *3* — расход газа на технологические нужды в промышленных и коммунальных предприятиях городского хозяйства; *4* —расход газа на отопительные нужды в промышленных и коммунальных предприятиях городского хозяйства; *5* — расход газа на отопление жилых и общественных зданий; *6* — расход газа на технологические нужды в промышленных печах предприятий совнархоза, министерств и ведомств; *7* — расход газа на энергетические нужды в промышленных предприятиях совнархоза, министерств и ведомств; *8* — расход газа на электрических станциях.

ной наружной температуре (при которой заканчивается отопление), соответствует в принятом масштабе годовому расходу тепла.

Указанное построение графика допустимо только, если нагрузка круглосуточная. В противном случае, прежде чем составить график Россандера, необходимо построить суточные графики при различных наружных температурах, а затем перенести часовые нагрузки с этих графиков на график Россандера в порядке последовательного уменьшения этих нагрузок, начиная с наибольшей.

Длительность той или иной нагрузки определяется умножением продолжительности данной нагрузки на графике в часах на число суток с наружной температурой, соответствующей графику. Этот метод кропотлив и длителен. Можно применить упрощенный метод построения графика, когда некруглосуточная нагрузка (печное отопление, вентиляция и т. п.) имеет сравнительно небольшой удельной вес.

В этом случае строится график Россандера для отопительной нагрузки по общему правилу. Затем на полученный график накладывается некруглосуточная нагрузка следующим образом: максимум этих нагрузок прибавляется к построенному максимуму отопления, а минимум — к минимуму; затем, соединяя точки суммарного максимума и минимума кривой с плавно уменьшающимся расстоянием от новой кривой до отопительной, получают приближенный суммарный график Россандера. При этом необходимо, чтобы нарощенная площадь графика соответствовала годовому расходу тепла прибавленных нагрузок.

Аналогично строятся графики Россандера в месячном разрезе.

Годовой график расхода тепла на примере одного из крупных городов показан на рис. 4.6.

Из данных графика видно, что при равномерной в течение года подаче газа (линия *9*) потребность города в отопительный период года не может быть удовлетворена только для крупных энергетических установок. Вместе с этим в неотопительный период года подача газа значительно превышает его потребность. Количество недостающего газа может быть подсчитано по площадям россандеровских кривых, расположенных выше линии подачи газа, а количество недоиспользованного в летний период года — по площадям, ограниченным линией подачи и линиями потребления.

Балансирование подачи и потребления газа может достигаться либо выдачей газа из промыслов по графику, соответствующему графику потребления, либо за счет аккумуляции летних избытков газа в пористых породах недр земной коры (подземных хранилищ).

В противном случае крупные энергетические установки должны переводиться в отопительный период на другие виды топлива

Глава пятая

УСТРОЙСТВО ГОРОДСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

1. Типы систем распределения газа

В городскую систему распределения газа входят следующие сооружения: городские газопроводы всех давлений и назначений, газораспределительные станции (ГРС), газгольдерные станции, городские газорегулировочные пункты (ГРП), устройства связи и телемеханизации и подобные сооружения, служащие для нормальной эксплуатации системы.

Основными требованиями, которым должны удовлетворять все системы распределения газа, являются: надежность и бесперебойность газоснабжения, безопасность в эксплуатации, простота и удобство обслуживания, возможность отключения отдельных районов или микрорайонов, возможность строительства и ввода в эксплуатацию по очередям, максимальная однотипность сооружений и монтажных узлов, минимальные материальные и капитальные вложения и минимальные эксплуатационные расходы.

В зависимости от применяемых давлений городские системы распределения газа делятся на следующие типы:

а) одноступенчатые системы, предусматривающие распределение и подачу газа потребителям газопроводами одного, обычно низкого давления (рис. 5.1).

б) двухступенчатые системы, предусматривающие распределение и подачу газа потребителям газопроводами двух давлений — средним и низким или высоким и низким (рис. 5.2).

в) трехступенчатые системы, при которых распределение и подача газа осуществляется газопроводами трех давлений — высоким, средним и низким (рис. 5.3).

Кроме указанных основных систем в ряде случаев целесообразно иметь большое число ступеней давлений, а также применять в пределах газоснабжаемой территории не одну, а несколько систем распределения газа.

По принципу построения системы распределения газа делятся на кольцевые, тупиковые и смешанные.

Одноступенчатые системы распределения газа применяются только для небольших городов, использующих газ местного газового завода преимущественно на бытовые нужды. Двухступенчатые системы целесообразно применять при подаче городу газа высокого или среднего давления при возможности покрытия зимних максимальных расходов газа за счет газовых месторождений или аккумулирующей емкости конечных участков дальних газопроводов.

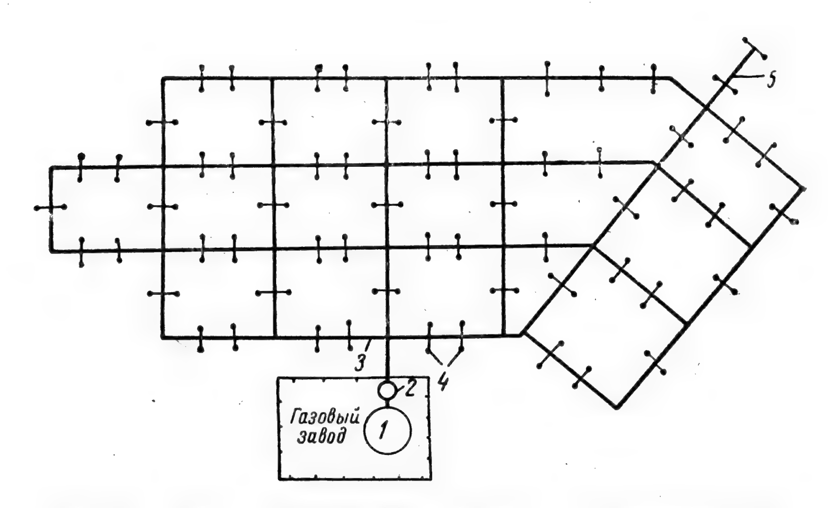


Рис. 5.1. Схема одноступенчатой системы распределения газа:

1 — газгольдерная станция низкого давления; *2* — газорегулировочный пункт конечного низкого давления; *3* — кольцевые газопроводы низкого давления; *4* — ответвления к потребителям; *5* — тупиковые газопроводы низкого давления.

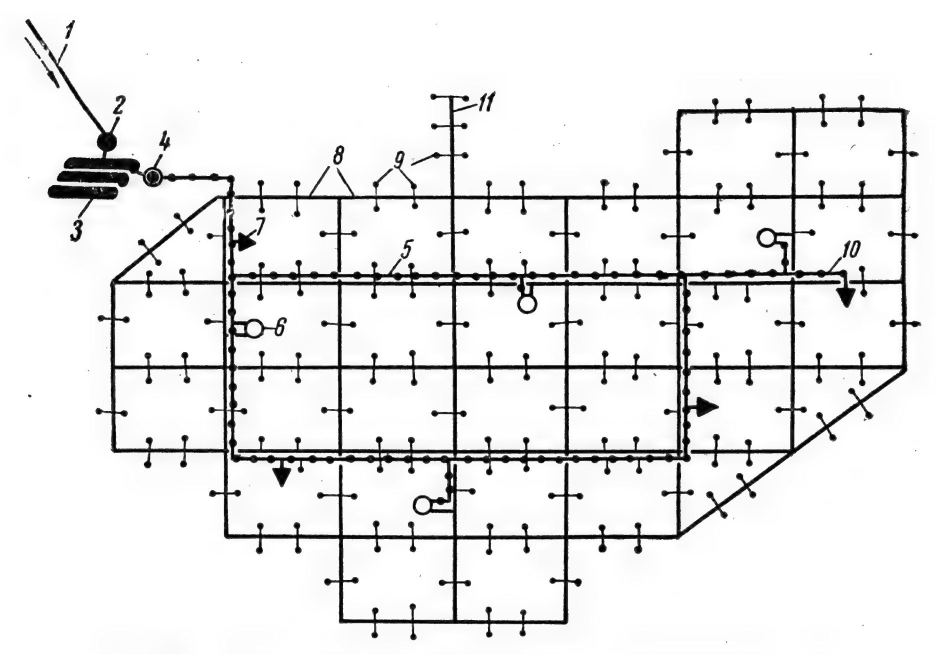


Рис. 5.2. Схема двухступенчатой системы распределения газа:

1 — газопровод высокого давления, подающий газ в город; *2* — газорегулировочный пункт, ограничивающий давление газа в газгольдерах; *3* — газгольдерная станция высокого давления; *4* — газорегулировочный пункт, ограничивающий давление газа в газопроводах среднего давления; *5* — кольцевые газопроводы среднего давления; *6* — городские газорегулировочные пункты, питающие газопроводы низкого давления; *7* — крупные потребители газа, присоединяемые к газопроводам среднего давления; *8* — кольцевые газопрововоды низкого давления; *9* — ответвления к потребителям; *10* — тупиковые газопроводы среднего давления; *11* — тупиковые газопроводы низкого давления.

Трехступенчатые системы необходимы при подаче в города газа высокого давления и необходимости строительства местных газгольдерных станций высокого давления, выравнивающих график подачи и потребления газа.

Многоступенчатые системы применяются в крупных промышленных центрах, в которых по характеру подачи и потребления газа необходимо

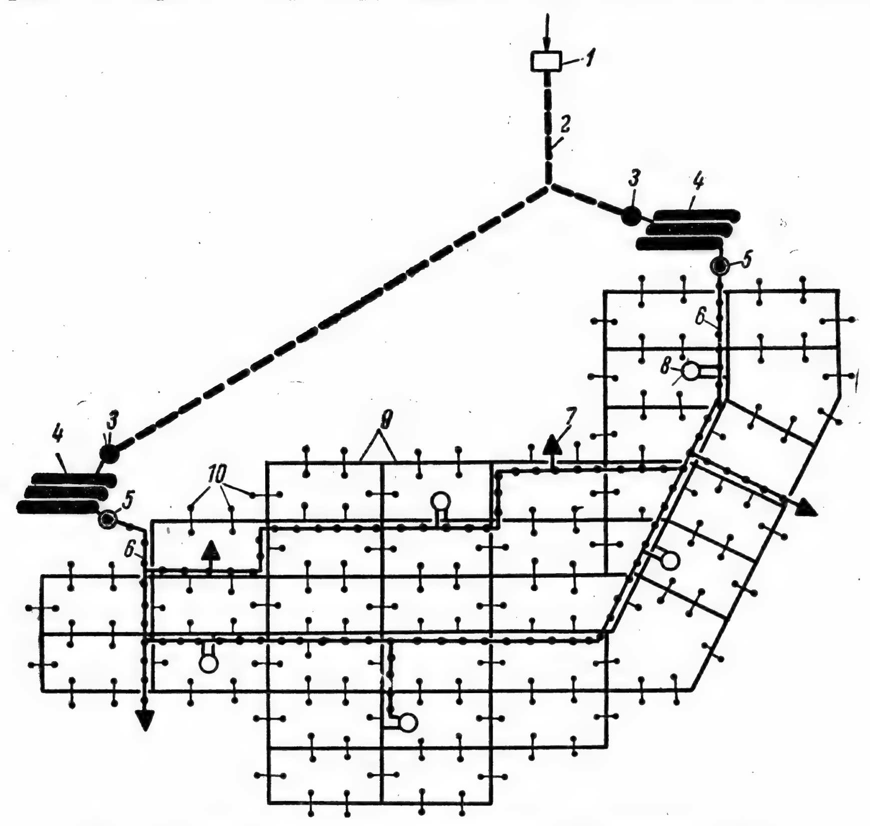


Рис. 5.3. Схема трехступенчатой системы распределения газа:

1 — газораспределительная станция; 2 — газопроводы высокого давления (до 12 $кГ/см^2$); 3 — газорегулировочный пункт, ограничивающий давление газа в газгольдерах; 4 — газгольдерная станция; 5 — газорегулировочные пункты, ограничивающие давление газа в газопроводах среднего давления; 6 — газопроводы среднего давления; 7 — крупные потребители газа, присоединяемые к газопроводам среднего давления; 8 — городские газорегулировочные пункты, питающие газопроводы низкого давления; 9 — газопроводы низкого давления; 10 — ответвления к потребителям на газопроводах низкого давления.

строительство не только нескольких газгольдерных станций, но и подача газа разных давлений промышленным предприятиям.

Для обеспечения бесперебойности газоснабжения предпочтение отдается кольцевым и смешанным системам (по принципу построения). Тупиковые системы допустимы при явной неэкономичности кольцевых систем и в случаях, когда перебои в подаче газа не могут привести к осложнениям в работе промышленных предприятий. Выбор типа системы по давлению и принципу построения производится в зависимости от источников, режимов и давления газа, величины газопотребления, размещения и технологических особенностей газоснабжаемых предприятий, размеров и планировки города, а также размещения и типов хранилищ

газа. При этом при выборе принципиальной схемы газоснабжения города необходимо учитывать совокупность всех факторов и рассматривать ряд вариантов, из которых при сопоставлении показателей выбирать наиболее надежный и экономичный.

Соображениями надежности и экономичности распределения газа следует руководствоваться и при выборе схем сетей низкого давления для отдельных районов и микрорайонов. Опыт проектирования показывает, что структура схем определяется главным образом характером застройки, снабжаемой газом территории.

В старых городах, кварталы которых имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных замкнутых владений, распределение газа может осуществляться с помощью прокладки газопроводов по улицам и подключения к ним вводов в каждое владение.

Для реконструируемых и строящихся городов, в которых организация жилой территории осуществляется по принципу группировки отдельных кварталов, образующих жилые массивы, трассировка газопроводов по уличным проездам с вводами к отдельным зданиям как правило не является рациональной, так как приводит к параллельным прокладкам газопроводов и излишним затратам металла. В этом случае экономичной системой распределения газа является двухступенчатая система с устройством ГРП и разводкой газопроводов внутри кварталов. При этом всегда возникает несколько вариантов газопроводной системы, в зависимости от числа ГРП и компоновки кварталов, обслуживаемых одним ГРП.

При большом числе ГРП диаметры газопроводной сети и металловложения уменьшаются, но в некоторых случаях стоимость сооружения ГРП может превысить экономию, полученную на прокладке труб мелкого диаметра.

При увеличении количества ГРП растут эксплуатационные расходы и усложняются условия эксплуатации. По этим причинам при выборе схемы распределительных сетей низкого давления в отдельных районах и поселках необходимо так же, как и при выборе принципиальной системы газоснабжения города, рассматривать ряд вариантов трассировки сетей и размещения ГРП, определяя оптимальный радиус их действия.

Дать общие рекомендации о рациональном радиусе действия ГРП невозможно, так как решающее значение для величины этого радиуса имеют вид застройки, ее плотность, размеры потребления газа, его теплотворная способность и другие условия, различные не только для разных городов, но и разных районов одного города.

Можно указать лишь, что экономический радиус действия ГРП, в зависимости от указанных факторов колеблется в пределах от 0,5 до 1,0 *км*.

Теми же соображениями следует руководствоваться и при выборе систем распределения газа для районов с низкой плотностью застройки.

В качестве примера на рис. 5. 4 приведен типичный район города, застроенный преимущественно одноквартирными домами с расходом на бытовые нужды 260 $нм^3$ природного газа в час.

Характеристика поселка следующая: площадь жилой территории— 76 *га*, плотность населения — 80 *чел/га*, число земельных участков — 1680, длина уличных проездов — 19 *км*, число кварталов — 48.

Для указанного района было рассмотрено четыре варианта газоснабжения.

Первый вариант предусматривал распределение газа по территории района газопроводами низкого давления с питанием их от одного ГРП (рис. 5. 4).

По второму варианту предусматривалось распределение газа только газопроводами среднего давления (до 3 *кГ/см*²) с установкой домовых ГРП в металлических шкафчиках на столбиках. На каждые два дома предусматривалась установка одного ГРП (рис. 5.5).

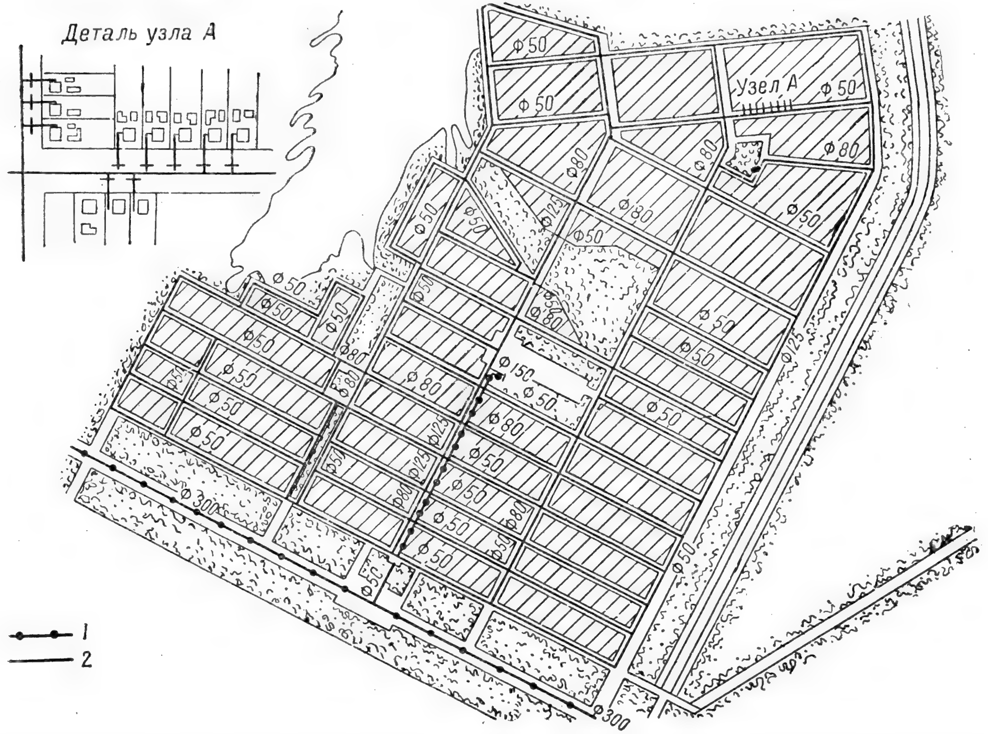


Рис. 5.4. Схема распределения газа в районе с низкой плотностью застройки газопроводами низкого давления с одним ГРП.

1 — газопроводы среднего давления; *2* — газопроводы низкого давления.

По третьему и четвертому вариантам ГРП устанавливались на группу домов.

Технико-экономический анализ рассмотренных вариантов показал, что самым экономичным является вариант первый и самым неэкономичным вариант второй.

Аналогичная картина сохранилась и при подаче газа в этом районе не только на бытовые, но и отопительные нужды в количестве 1500 *нм*³/*час*.

Технико-экономические показатели по вариантам приведены на графиках рис. 5.6 и 5.7.

С целью приближенного определения протяженности газопроводных труб, а также металло- и капиталовложений в городские системы распределения газа на рис. 5.8 приведен график, составленный Ленгипроинжпроектом.

Этот график выполнен путем обработки технико-экономических показателей газоснабжения 30 городов РСФСР и УССР, оборудуемых

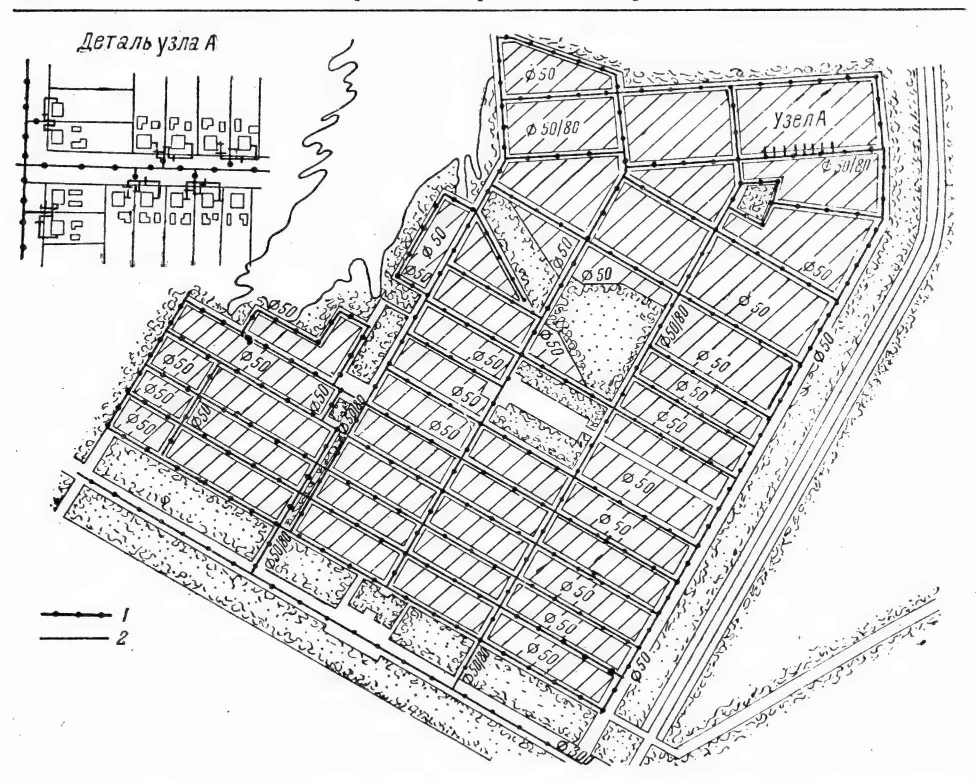


Рис. 5.5. Схема распределения газа в районе с низкой плотностью застройки газопроводами среднего давления с 849 ГРП.

1 — газопроводы среднего давления; *2* — газопроводы низкого давления.

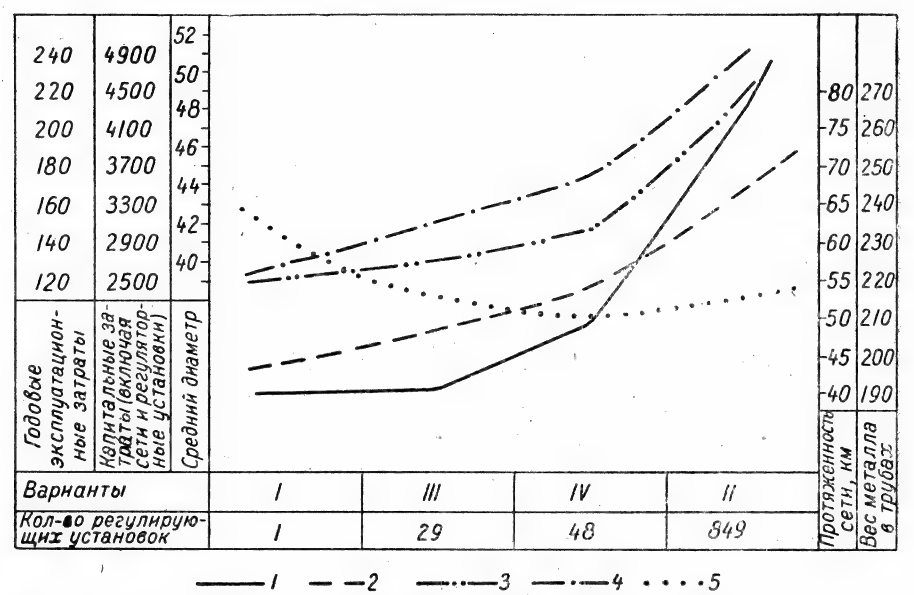


Рис. 5.6. График технико-экономических показателей при подаче газа только на бытовые нужды.

1 — затраты металла в трубах; *2* — протяженность сети, *км*; *3* — капитальные затраты; *4* — годовые эксплуатационные затраты; *5* — средний диаметр.

наиболее распространенной в практике газоснабжения средних по размерам городов двухступенчатой системой распределения газа без газгольдерных станций.

Анализ технико-экономических показателей по газоснабжению этих городов показал, что приведенные в графике показатели определяются главным образом плотностью населения на гектар газоснабжаемой территории и мало зависят от размера газа, потребляемого промышленностью.

Объясняется последнее тем, что потребление газа промышленными предприятиями не затрагивает преобладающих в городах газопроводов низкого давления и сказывается только на газопроводах среднего и высокого давлений.

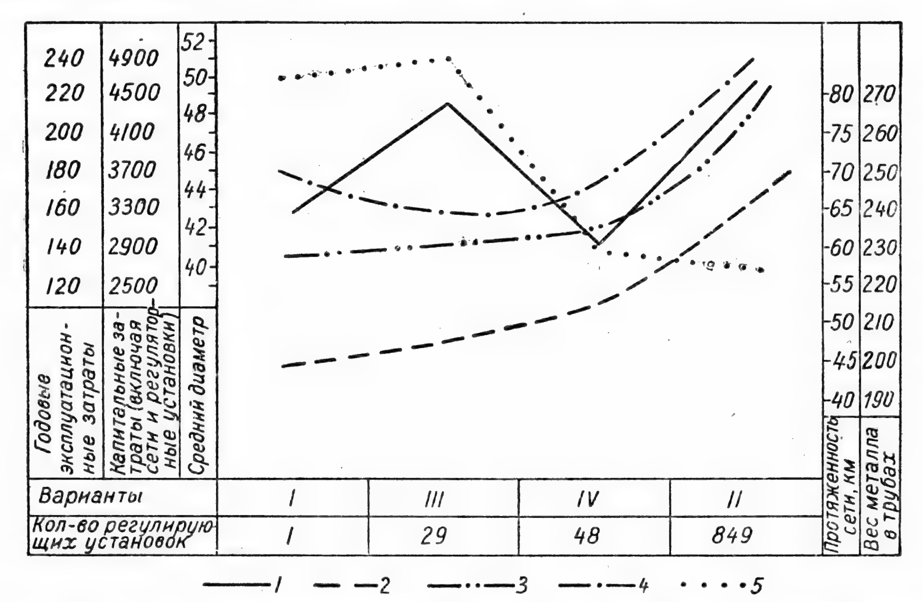


Рис. 5.7. График технико-экономических показателей при подаче газа на бытовые нужды и отопление.

1 — затраты металла в трубах; 2 — протяженность сети, *км*; 3 — капитальные затраты; 4 — годовые эксплуатационные затраты; 5 — средний диаметр.

Это наглядно показано в табл. 5.1 на примере двух близких по численности и плотности населения городов — Белгорода и Чебоксар.

В Белгороде потребление газа промышленностью в 13 раз превышает потребление газа в городском хозяйстве, а в Чебоксарах промышленное потребление составляет лишь около 23% от потребления городского хозяйства. Несмотря на резкие различия в объеме и структуре потребления газа удельные показатели на 1000 газоснабжаемых жителей по газопроводным сетям обоих городов (см. табл. 5.1) близки между собой.

Соображениями надежности работы городской системы распределения газа и удобствами ее эксплуатации необходимо руководствоваться и при размещении в системе отключающих устройств. Запорная арматура, устанавливаемая на городских газопроводах, должна обеспечивать возможность отключения отдельных районов или микрорайонов города, отдельных участков газопроводов высокого и среднего давлений, газораспределительных и газгольдерных станций, газорегулировочных пунктов, ответвлений от газопроводов высокого и среднего давлений, участ-

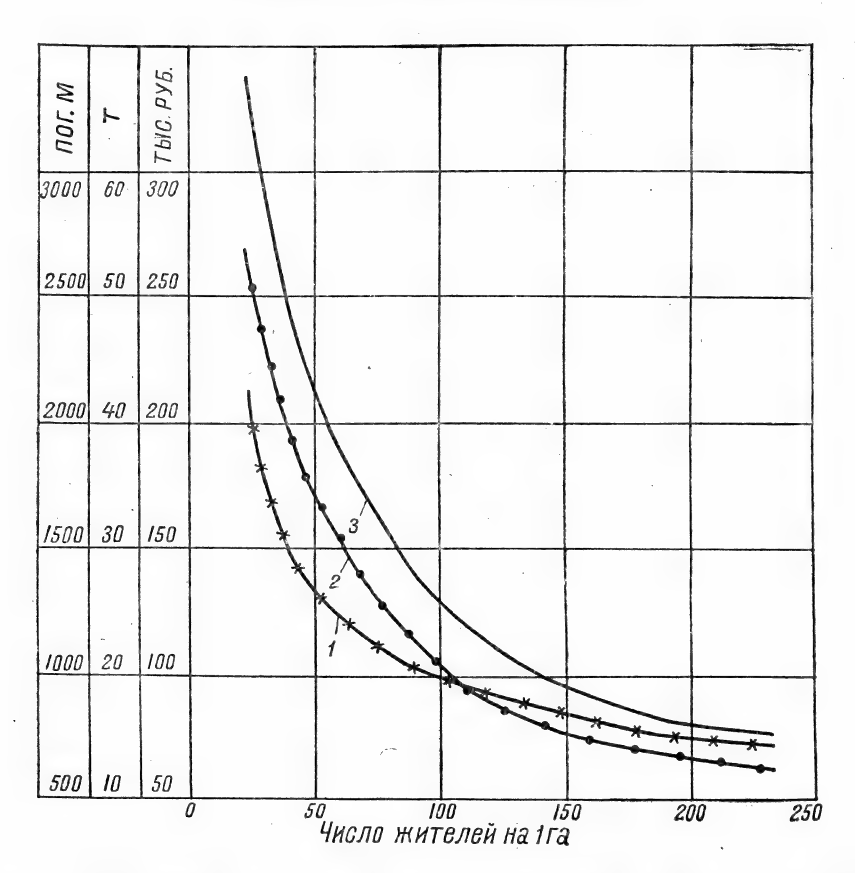


Рис. 5.8. График зависимости протяженности газопроводов, металло- и капиталовложений в городские газопроводные сети в зависимости от плотности газоснабжаемой территории (на 1000 жителей).

1 — металловложения, *т*; 2 — протяженность газопроводов, *м*; 3 — капиталовложения, тыс. руб.

Таблица 5.1

Технико-экономические показатели по газопроводным сетям Белгорода и Чебоксар

Наименование показателей	Белгород	Чебоксары	Показатели по Белгороду в % к показателям по Чебоксарам
Протяжение уличных газопроводов, *км*:			
на 1 млн. $м^3$ газа в год	0,198	3,638	5,4
на 1000 газоснабжаемых жителей .	1,235	1,258	98,1
Затраты металла на газопроводы, *т*:			
на 1 млн. $м^3$ газа в год	3,73	58,2	6,4
на 1000 газоснабжаемых жителей .	23,3	20,5	113,6
Капиталовложения, тыс. руб.:			
на 1 млн. $м^3$ газа на год	20,2	365,1	5,5
на 1000 газоснабжаемых жителей .	126,5	126,3	100,1

ков газопроводов опасных для смежных сооружений (переходы через железнодорожные пути, водные преграды и т. п.), а также ответвлений на территории газоснабжаемых предприятий или учреждений.

Количество устанавливаемой запорной арматуры должно обосновываться при разработке генеральной схемы газоснабжения города.

Размещение запорной арматуры на городских газопроводах, ответвлениях и вводах должно обеспечивать свободный доступ к ней эксплуатационного персонала в любое время суток.

В качестве запорной арматуры применяются: для газопроводов среднего и высоких давлений — задвижки, краны и вентили; для газопроводов низкого давления — задвижки, краны и гидрозатворы с рабочей высотой столба затворной жидкости, превышающей максимально возможное давление газа не менее, чем на 200 *мм* вод. ст.

Задвижки, краны и вентили размещаются в кирпичных или железобетонных колодцах с крышками. Габариты колодцев и крышек должны обеспечивать доступ в колодец обслуживающего персонала для ремонтных работ, а конструкция колодцев должна предотвращать проникновение в них грунтовых вод и атмосферных осадков.

Вварные задвижки или краны, приспособленные для установки в грунте, устанавливаются без колодцев, но с сооружением над ними вентилируемых павильонов.

Гидрозатворы должны устанавливаться только в грунте на глубине, предотвращающей замерзание воды. Для заполнения гидрозатворов водой и их опорожнения, они должны снабжаться трубкой с пробкой на резьбе, выводимой под ковер. Присоединение гидрозатворов к трубам производится на сварке. Фланцевые присоединения не допускаются.

На городских газопроводах, ответвлениях и вводах с давлением до 6 $кГ/см^2$ устанавливаются чугунные фланцевые задвижки, краны и вентили с компенсаторами, предотвращающими возникновение чрезмерных напряжений в соединениях и обеспечивающими возможность демонтажа и монтажа запорной арматуры при эксплуатации.

В качестве компенсаторов могут применяться (в зависимости от диаметров газопроводов) — линзовые с числом линз не менее двух, а также П-образные и им аналогичные, выполненные из бесшовных труб (для газопроводов малых размеров).

Применение сальниковых компенсаторов при их установке в колодцах или грунте не допускается.

На газопроводах с давлением выше 6 $кГ/см^2$ рекомендуется устанавливать стальные задвижки или краны. Предпочтение при этом должно отдаваться запорной арматуре, присоединяемой к газопроводам при помощи сварки. Применение чугунной запорной фланцевой арматуры, рассчитанной на давление более 6 $кГ/см^2$ допустимо при малых размерах труб и при условии снятия напряжений с фланцев с помощью гнутых компенсаторов.

Устанавливаемая на газопроводах запорная арматура должна иметь паспорт завода-изготовителя с указанием в нем характеристики арматуры, условного давления и данных об испытании, а также акт строительной организации об испытании арматуры на плотность.

2. Классификация и назначение газопроводов

Газопроводы, прокладываемые в городах и населенных пунктах, различаются по величине давления транспортируемого в них газа и по назначению отдельных газопроводов.

В зависимости от максимального расчетного давления газа газопроводы по действующим правилам Госгортехнадзора делятся на следующие типы:

а) газопроводы низкого давления—до 200 *мм* вод. ст. для искусственных газов и до 300 *мм* вод. ст. для природных газов или до 500 *мм* вод. ст. для любых газов, при условии установки на каждом вводе во владение, здание или квартиру местного регулятора давления;

б) газопроводы среднего давления — свыше 0,05 до 3,0 $кГ/см^2$;

в) газопроводы высокого давления — свыше 3,0 до 6,0 $кГ/см^2$.

г) газопроводы высокого давления — свыше 6,0 до 12 $кГ/см^2$.

д) газопроводы более высоких давлений применяются при обосновании их необходимости и безопасности и согласовании с органами надзора.

По назначению газопроводы делятся на городские распределительные газопроводы, ответвления и вводы во владения и внутриобъектовые газопроводы.

Городские (поселковые) распределительные газопроводы служат для транспортировки газа по проездам и другим территориям города и обычно входят в хозяйство Горгазов. Ответвления и вводы служат для подачи газа от городских газопроводов на территорию потребителя. Эти газопроводы на участках от городских газопроводов до отключающего устройства на вводе во владение потребителя также входят в хозяйство Горгазов.

Внутриобъектовые газопроводы служат для транспортировки газа от отключающего устройства на вводе во владение до приборов и установок, использующих газ. Эти газопроводы являются хозяйством потребителей газа.

В некоторых случаях внутриобъектовые газопроводы передаются с баланса потребителя на баланс Горгаза или обслуживаются Горгазом по договору с потребителем газа. Газопроводы низкого давления служат для подачи газа жилым и общественным зданиям, а также коммунально-бытовым и промышленным потребителям с небольшими расходами газа. Присоединение к этим газопроводам крупных потребителей газа (например крупных отопительных и других котельных) допустимо только в тех случаях, если расход газа и режим его потребления не нарушат нормального гидравлического режима работы бытовых газовых приборов, устанавливаемых в жилых и общественных зданиях.

Газопроводы среднего и высокого давлений (до 6,0 $кГ/см^2$) служат для питания газом городских газопроводов низкого давления и крупных коммунальных и промышленных потребителей газа. К этим же газопроводам при отсутствии на их трассе газопроводов низкого давления могут присоединяться ответвления и вводы к жилым и общественным зданиям, а также к небольшим коммунально-бытовым потребителям газа.

Питание газом из газопроводов среднего и высокого давлений городских газопроводов низкого давления, ответвлений и вводов коммунальных и промышленных потребителей газа, а также жилых и общественных зданий производится только через ГРП, оборудованные регуляторами давления, снижающими давление до величины, требуемой для нормальной работы газовых приборов и газоснабжаемых установок, автоматически действующими клапанами, предотвращающими чрезмерное повышение давления после регуляторов, запорной арматурой и контрольно-измерительными приборами.

Применение для снижения давления газа в ГРП (вместо автоматических регуляторов давления) различного рода задвижек, кранов, вентилей, клапанов, диафрагм и т. п. устройств недопустимо.

Городские газопроводы высокого давления (более 6,0 *кГ/см²*) применяются для распределения больших количеств газа по основным городским кольцам, полукольцам или лучам для питания через газорегулировочные пункты городских газопроводов среднего и высокого давления (до 6,0 *кГ/см²*), а также для снабжения газом газгольдерных станций высокого давления и промышленных предприятий, нуждающихся по технологии процессов в газе высоких давлений (предприятия синтеза, газотурбинные установки, мартеновские цеха при оборудовании печей горелками высокого давления и т. п.).

Присоединение к газопроводам с давлением более 6,0 *кГ/см²* коммунальных и промышленных потребителей газа, не нуждающихся по технологическому процессу в газе высоких давлений, следует допускать как исключение, в случае отсутствия на трассах городских газопроводов других давлений и невозможности или высокой неэкономичности их сооружения.

3. Трассировка городских газопроводов

Трассой газопровода называется линия, определяющая направление газопровода в каждой его точке. Эта линия, нанесенная на план улицы или местности, называется планом трассы газопровода. Проекция трассы на параллельную ей плоскость называется профилем трассы. План трассы определяет линию газопровода в горизонтальных направлениях, а профилем трассы эта линия определяется в вертикальных направлениях, при этом каждой точке профиля трассы соответствует определенная высотная отметка. Выбор трассы газопровода называется трассировкой этого газопровода.

Пример трассировки газопровода, взятый из практики, приведен на рис. 5.9 и 5.10.

Городские газопроводы независимо от назначения и давления транспортируемого газа прокладываются в грунте. Надземная прокладка применяется в редких случаях при переходах через водные протоки, овраги и другие преграды при осушенных газах*.

Правильная трассировка должна обеспечивать наименьшую протяженность газопроводов и ответвлений от них к потребителям газа, а также максимальное удаление от надземных строений (в особенности многоэтажных жилых и общественных зданий) и ненапорных подземных коммуникаций (канализационных труб, каналов для теплопроводов и других емкостей, по которым может распространяться газ). Трассировка газопроводов по незастроенным территориям должна производиться с учетом планировки будущей их застройки.

Эти указания распространяются на все городские газопроводы и особенно газопроводы высокого давления, так как они являются потенциально наиболее опасными для окружающих зданий, сооружений и населения. По этим причинам газопроводы высоких давлений должны как правило трассироваться по окраинным территориям городов и населенных пунктов или по проездам, имеющим низкую плотность застройки.

---

* Под осушенным газом понимается такой, из которого не выделяется водного конденсата при минимальных температурах наружного воздуха и максимальных давлениях газа в газопроводах.

Газопроводы среднего и низкого давлений трассируются по всем улицам и территориям города, на которых существуют или предполагаются потребители газа; при этом следует избегать прокладки газопроводов (в особенности крупного размера) по основным транспортнми и плотнонаселенным проездам города и, по возможности, трассировать их по параллельным проездам, имеющим меньшее движение и более низкую плотность застройки.

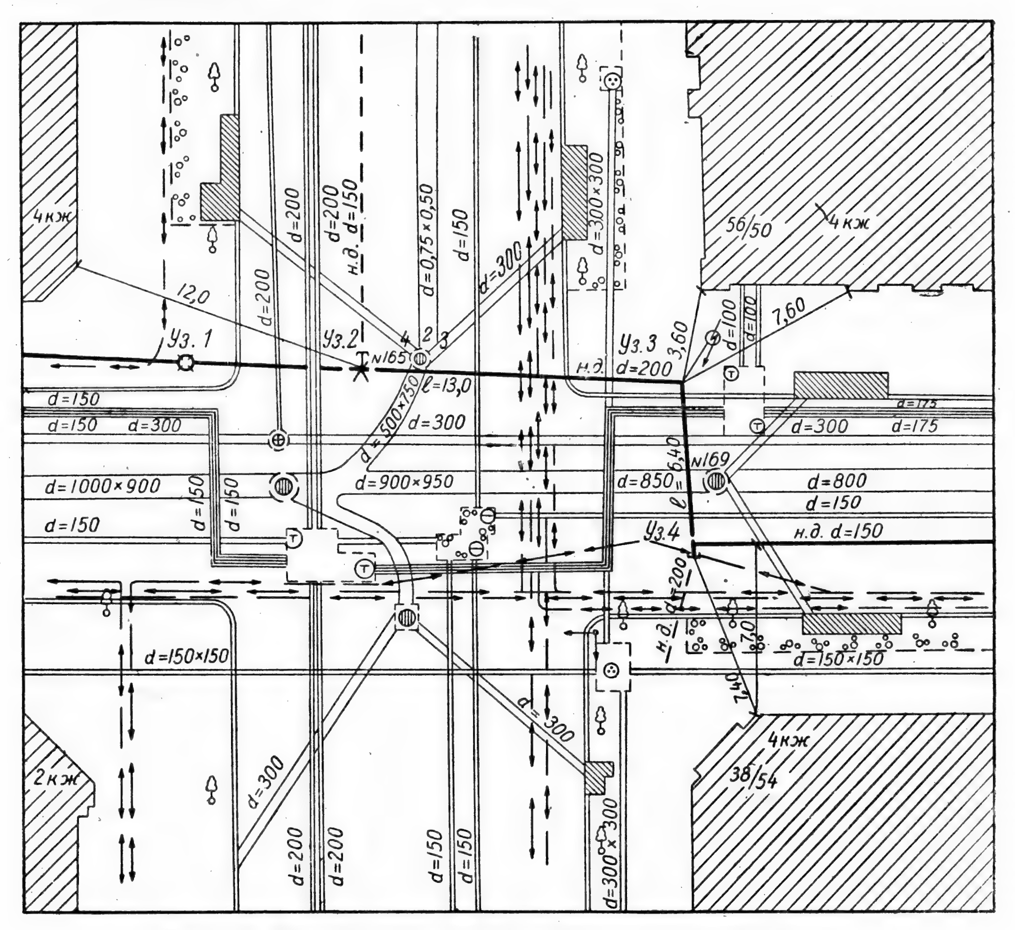


Рис. 5.9. Пример трассировки газопровода на плане проезда.

По действующим правилам Госгортехнадзора расстояния по горизонтали между газопроводами различных давлений и другими надземными и подземными сооружениями должны быть не менее величин, приведенных в табл. 2.5.

При невозможности в отдельных случаях по местным условиям выдержать минимальные расстояния до зданий, предусмотренные табл. 5.2, необходимо, кроме общих требований, предъявляемых к городским газопроводам, применять дополнительные меры безопасности, согласованные с Госгортехнадзором. В качестве таких мер для городских газопроводов среднего и высоких давлений, а также ответвлений и вводов от них могут быть следующие: применять трубы с толщиной стенки несколько большей,

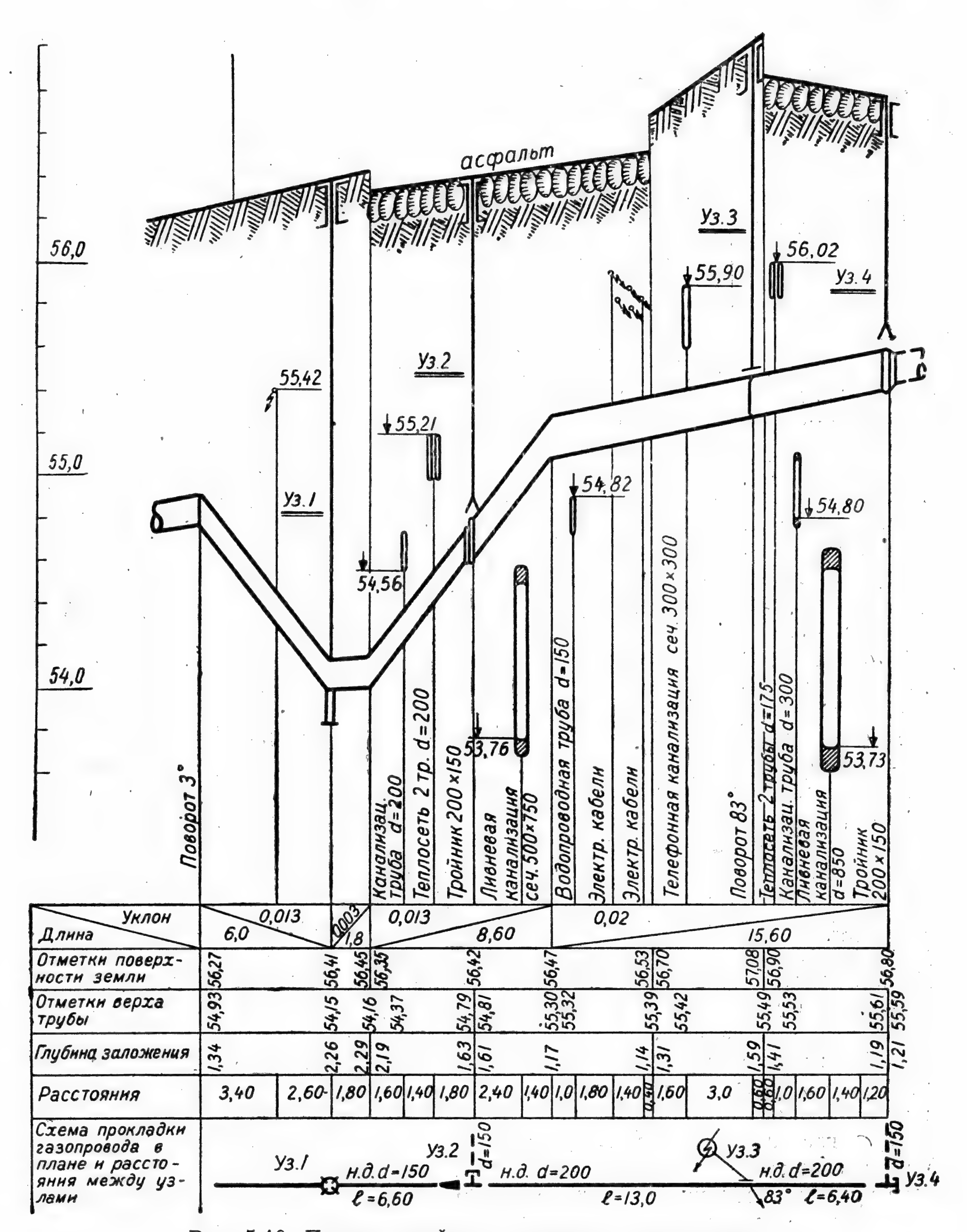


Рис. 5.10. Пример профиля подземного газопровода.

чем для обычных условий, использовать только бесшовные трубы (если они допустимы по размеру), сводить к минимуму количество сварных стыков (в особенности потолочных), допускать только бездефектные сварные стыки, применять весьма усиленную изоляцию и установку контрольных трубок над сварными стыками, выполненными в полевых условиях. На ответвлениях или вводах устанавливать в легко доступных

Таблица 5.2

Минимальные расстояния по горизонтали между газопроводами, ответвлениями от них и вводами во владения в зависимости от давления газа

Давление газа в газопроводе, *кГ/см²*	Расстояния по горизонтали, *м*						
	до зданий (по линии застройки)	до крайнего рельса жел.-дор. пути	до крайнего рельса трамвайного пути	до электр. кабелей	до водопровода, канализации, водостока	до наружной стенки канала теплопровода	до ствола деревьев
До 0,05	2,0	3,0	2,0	1,0	1,0	2,0	2,0
Свыше 0,05 до 3,0	5,0	4,0	2,0	1,0	1,5	2,0	2,0
Свыше 3,0 до 6,0	9,0	7,0	3,0	1,0	2,0	2,0	2,0
Свыше 6,0 до 12	15,0	10,0	5,0	2,0	5,0	4,0	2,0

местах отключающие устройства. При приближении газопроводов к ответственным сооружениям (многоэтажным жилым и общественным зданиям, театрам, кино и т. п.) применять укладку труб, в особенности высокого давления, в стальных покрытых изоляцией футлярах с сальниковыми уплотнениями и газоотводной трубкой, выводимой в безопасное место.

Эти же указания применимы и для городских газопроводов низкого давления с той лишь разницей, что в качестве футляров для них допустимо применение не только стальных, но и асбоцементных и бетонных футляров с контрольной трубкой, выводимой под ковер.

Для ответвлений и вводов от газопроводов низкого давления, проходящих под арками жилых и общественных зданий, а также между домами рекомендуется при снижении норм разрывов применять трубы с толщиной стенки несколько большей, чем требуется в обычных условиях, использовать только бесшовные трубы, сводить к минимуму число сварных стыков, применять изоляцию на один тип выше, чем требуется по условиям коррозийности грунтов, избегать сварных отводов, заменяя их гнутыми в горячем состоянии, контролировать сварные швы просвечиванием или другими методами, устанавливать контрольные трубки в наиболее уязвимых местах и запорные устройства для отключения ответвлений или вводов.

Эти же меры могут применяться и при сокращении расстояний между городскими газопроводами всех давлений и смежными подземными сооружениями, в особенности ненапорными. При этом минимальные расстояния между газопроводами и другими сооружениями должны быть такими, чтобы обеспечивался легкий доступ к каждому сооружению при его эксплуатации и ремонте и чтобы ремонт одного сооружения не нарушал прочности и долговечности работы другого сооружения.

При одновременной параллельной укладке в одной траншее двух или более газопроводов минимальное расстояние между ними в свету должно быть 0,4—0,5 *м*, в зависимости от диаметров газопроводов.

При этом глубина траншеи и качество постели должны быть одинаковыми для всех газопроводов, а сварные стыки и устанавливаемая арматура смещены относительно друг друга.

При новом строительстве иногда допускается совмещенная прокладка в одной траншее газопроводов низкого и среднего давления с водопро-

водными и теплофикационными трубами. При этом расстояние в свету должно быть: между газовой и водопроводной трубой не менее 0,5—0,8 *м* (в зависимости от диаметра труб); между газовой и теплофикационной трубой в монолитной теплоизоляции или наружной стенкой теплофикационного канала не менее 0,8 *м*; между газовой трубой и стенкой теплофикационной камеры или стенкой водопроводного колодца не менее 0,2 *м*. Проект совмещенной прокладки таких трубопроводов должен предусматривать мероприятия свободного доступа к каждому сооружению при их эксплуатации и ремонте, без нарушения прочности и долговечности работы смежного сооружения.

При необходимости или целесообразности может допускаться укладка газопроводов совместно с другими сооружениями, за исключением силовых и осветительных электрокабелей, в общих проходных коллекторах, имеющих не менее, чем трехкратную постоянно действующую приточно-вытяжную вентиляцию. Газопровод при этом должен иметь отключающие устройства, установленные вне коллектора. Размещение всех сооружений в таких коллекторах должно обеспечивать свободный доступ к каждому из них при эксплуатации и ремонте.

4. Глубина заложения газопроводов

Городские газопроводы всех давлений и назначений, транспортирующие влажный газ*, прокладываются ниже нормативной глубины промерзания грунта, считая от поверхности грунта (покрова проезда) до верхней образующей трубы.

На небольших участках при пересечении смежных подземных сооружений может допускаться уменьшение глубины прокладки газопроводов с принятием мер по их утеплению на этих участках.

Нормативная глубина промерзания принимается равной средней из ежегодных максимальных глубин сезонного промерзания грунта по данным многолетних наблюдений за фактическим промерзанием грунтов под открытой, оголенной от снега поверхностью в районе строительства.

При отсутствии данных наблюдений нормативная грубина промерзания суглинистых грунтов может приниматься по данным схематической карты рис. 5.11, а для супесей и песков мелких и пылеватых по той карте с коэффициентом 1,2.

Газопроводы влажного газа для стока конденсата прокладываются с уклонами не менее 0,003. В низших точках профиля устанавливаются сборники конденсата, оборудованные трубками, выведенными на поверхность земли под ковер, для удаления жидкости.

Емкость сборников принимается в зависимости от количества конденсирующейся влаги при наиболее низкой температуре в грунте. По эксплуатационным соображениям емкость сборников должна позволять производить удаление жидкости не чаще, чем один раз за трое суток.

Опытные данные показывают, что уровень рассеивания в грунте напряжений от проходящего городского транспорта соответствует глубине 0,70 *м* от поверхности дорожного покрова при усовершенствованных мостовых и 0,75—0,8 *м* при булыжном покрове. Поэтому минимальную глубину заложения газопроводов, проходящих по городским проездам принимают равной ~0,9 *м*, даже в случаях, если глубина промерзания

* Под влажным газом понимается такой, в котором возможна конденсация водяных паров при минимально возможных температурах и максимальных давлениях газа.

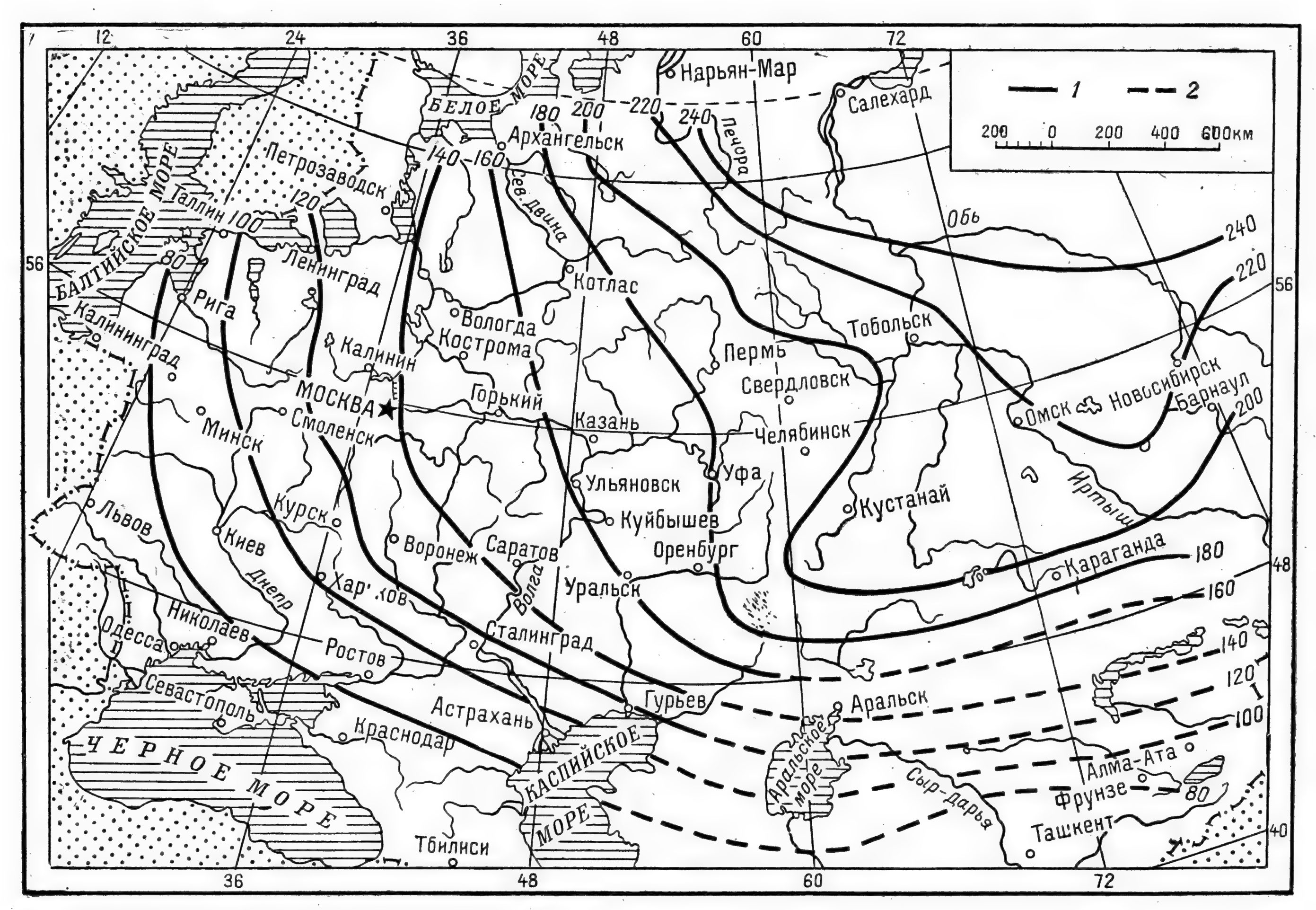


Рис. 5.11.

1 — изолинии нормативных глубин промерзания суглинистых грунтов; 2 — то же, для малоисследованных районов.

грунта меньше этой величины. При вынужденном уменьшении глубины, например для обхода смежных подземных сооружений, принимают меры по разгрузке газопровода от динамических воздействий транспорта (защита труб разгрузочными плитами или футлярами, опирающимися на плотный грунт).

Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, могут укладываться в зоне промерзания грунта. При этом минимальную глубину заложения газопроводов на городских проездах в непучинистых и малопучинистых грунтах принимают по изложенным выше соображениям равной 0,9 *м*, а в грунтах средней и в особенности высокой пучинистости не менее активной зоны пучения.*

Пучение грунтов в естественных условиях при промерзании вызывается многими причинами и зависит от гранулометрического состава, пористости, влажности грунта, глубины стояния уровня грунтовых вод, температурного режима грунта и других факторов (рельефа местности, экспозиции поверхности, характера растительного покрова, степени и характера застройки, размера и вида гидромелиоративных работ, времени выпадения снега и толщины снегового покрова).

Приближенная крассификация грунтов по степени их пучинистости приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Классификация грунтов по степени их пучинистости при замерзании

Характеристика грунта по степени пучинистости	Наименование грунтов	Пучение		Состояние грунтов после их оттаивания
		в *см* за сезон	в % к слою промерзания в 2 *м*	
НП — непучинистые	Щебеночно-валунные отложения, сцементированные песчаные грунты, скальные породы	—	—	Твердое, без изменения внешних признаков
МП — малопучинистые	Щебень, гравий, крупно-, средне- и мелкозернистые пески	до 3—7	до 1,5—3,5	Плотное и рыхлое, без изменения внешних признаков
СП — среднепучинистые	Разнозернистые и мелкозернистые пылеватые пески, супеси, пылеватые супеси, суглинки и глины	до 10—20	до 5—10	Плотное, рыхлое и пластичное; частично нарушается структура
ОП — очень пучинистые	Пылеватый грунт (пылеватые лессовидные суглинки, пылеватые суглинки, пылеватые оглееные суглинки), супеси и глеевоторфянистые грунты	до 30—50	до 15—25	Пластичнотекучее; структура нарушена, под давлением превращается в плывун

* Под пучением грунтов при замерзании понимается свойство влажных грунтов при определенном сочетании гидротермических условий увеличивать свой объем за счет микрорыхления растущими ледяными кристаллами. Внешне это проявляется в поднятии дневной поверхности грунта.

Самым пучинистым грунтом считается пылеватый, под которым понимается разновидность глинистого грунта, содержащего частиц от 0,05 до 0,005 *мм* больше, чем песчаных и глинистых, вместе взятых.

При определении пучинистости разнородных по гранулометрическому составу грунтов можно руководствоваться следующим: если мощность пылевато-глинистых прослоек превышает суммарную мощность песчано-гравелистых прослоек, то грунт следует относить к категории очень пучинистых грунтов; если суммарная мощность пылевато-глинистых слоев и прослоек окажется меньшей, чем мощность песчано-гравелистых слоев и прослоек, то грунт можно относить к категории среднепучинистых грунтов. Этими соображениями можно руководствоваться при необходимости уменьшения пучинистости грунтов за счет добавки к ним прослоек из непучинистых грунтов.

Учитывая изложенное, а также руководствуясь опытными данными работы газопроводов в грунтах разной степени пучинистости, можно рекомендовать укладку газопроводов, транспортирующих осушенный газ, производить:

1. В сухих грунтах средней и высокой пучинистости по гранулометрическому составу на глубине не менее 0,9 *м* от поверхности земли до верхней образующей трубы. Уровень грунтовых вод для этого случая должен находиться на глубине не менее 3 *м*.

2. Во влажных грунтах средней пучинистости с высоким стоянием уровня грунтовых вод (менее 3 *м*) на глубине не менее $0{,}7 \cdot H_{пр}$, где $H_{пр}$ — глубина промерзания грунта.

3. Во влажных грунтах высокой пучинистости с высоким стоянием уровня грунтовых вод (менее 3 *м*) на глубине не менее $0{,}75 \cdot H_{пр}$.

5. Пересечение газопроводами преград различного назначения

Пересечение водных протоков. Пересечение газопроводами водных протоков может осуществляться рядом методов: подвеской газопроводов к конструкциям существующих мостов, путем строительства специальных мостов для прокладки по ним газопроводов, использования несущей способности самих труб с устройством из них арочных переходов и прокладкой газопроводов под водой — дюкеров.

Наиболее простым и экономичным способом является подвеска газопроводов к конструкциям существующих автострадных или пешеходных металлических и железобетонных мостов. Этот способ, однако, применяется редко как по причине отсутствия мостов в необходимых для переходов местах, так и по причине его небезопасности, в особенности при прокладке газопроводов высоких давлений. Поэтому к подвеске на автострадных и пешеходных мостах допускаются только газопроводы с давлением до 6 $кГ/см^2$. Прокладка газопроводов любых давлений и назначений на железнодорожных мостах как небезопасная не допускается вообще.

Подвеска газопроводов к конструкциям существующих мостов должна обеспечивать: доступ к трубе для ее осмотра и ремонта, компенсацию напряжений, возникающих за счет резкого суточного и сезонного колебания температур наружного воздуха и безопасное рассеивание в атмосфере возможных утечек газа. Не рекомендуется прокладка газопроводов в каналах и других емкостях мостов, даже при наличии вентиляции последних. При необходимости подвески к мостам газопроводов влажного газа, они должны быть утеплены; при этом тип и толщина изоля-

ции должны предотвращать возможность замерзания конденсирующейся влаги. Некоторые простейшие типы подвесок газопроводов к существующим мостам приведены на рис. 5.12—5.14.

Сооружение специальных мостов для прокладки газопроводов обычно целесообразно при переходах рек с большими скоростями течения воды (выше 2 *м/сек*), частыми и бурными паводками на них, неустойчивыми руслами и берегами и при одновременном использовании этих мостов для пешеходного и автомобильного транспорта или прокладки по ним других сооружений.

В противном случае, вместо постройки специальных мостов для газопроводов более экономично устройство арочных переходов, выполненных из самих газопроводных труб, с опорными частями, заделанными в береговые бетонные устои.

Устройство арочных переходов обычно осуществляется с помощью кабель-крана, представляющего установку, состоящую из двух береговых мачт с натянутым между ними троссом, по которому передвигается тележка. Принципиальная схема трубчатой арки диаметром 400 *мм* и пролетом 53,35 *м* приведена на рис. 5.15.

В условиях городов наибольшее распространение получил метод прокладки газопроводов под водой — дюкеров (рис. 5.16).

Выбор трасс для подводных переходов должен согласовываться с общей схемой газоснабжения города и одновременно обеспечивать удобство и безопасность эксплуатации сооружений. По этой причине не рекомендуется выбирать трассы для переходов в непосредственной близости к пристаням, паромным переправам, местам стоянки судов, местам прохода судов со спущенными лотами и якорями и вблизи существующих или намечаемых к строительству мостов.

При вынужденном расположении трассы вблизи моста место перехода следует выбирать ниже моста по течению реки на расстоянии не менее 100 *м*.

В том случае, если у моста производятся взрывные работы для пропуска льда, расстояния, для обеспечения сохранности дюкера, следует увеличивать в полтора-два раза. Трассу дюкера необходимо располагать на прямолинейном участке реки с устойчивым руслом и берегами и пересекать реку под углом 90° к прямолинейному участку. Желательно, чтобы русло и берега реки были сложены из мягких грунтов, не требующих взрывных работ по их рыхлению. Если скальных пород избежать не удастся, то переход необходимо располагать на расстоянии 150—200 *м* от имеющихся на реке и берегах сооружений. При выборе трассы перехода следует избегать пересечения рукавов, стариц и протоков, а также участков рек с оползневыми явлениями и неустойчивыми, подвергающимися интенсивному размыву берегами. Следует избегать также заболоченных или очень крутых обрывистых берегов и выбирать для перехода участок, имеющий плавное очертание профиля русла реки и берегов, без резких колебаний отметок и глубоких впадин в русловой части перехода. Совершенно недопустим выбор трассы перехода на перекатах.

Для выполнения строительно-монтажных работ на одном из берегов выбранного участка перехода (желательно в створе его) необходимо наличие, по возможности, ровной незанятой постройками площадки с размерами по длине не менее 1,2 ширины меженного русла реки и по ширине не менее 30 *м*.

Число ниток для переходов зависит от степени ответственности перехода, принятой системы распределения газа и других местных усло-

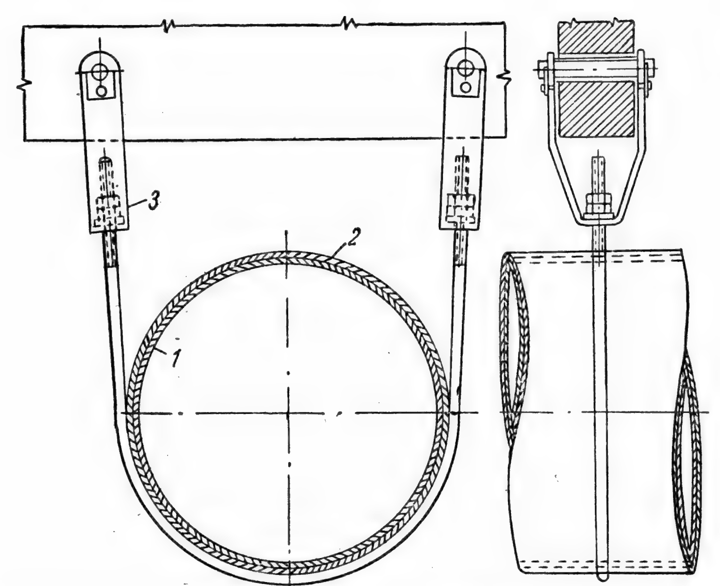


Рис. 5.12. Подвеска газопровода осушенного газа под железобетонным мостом:

1 — газопровод; *2* — окраска или изолирующее покрытие; *3* — регулируемая подвеска.

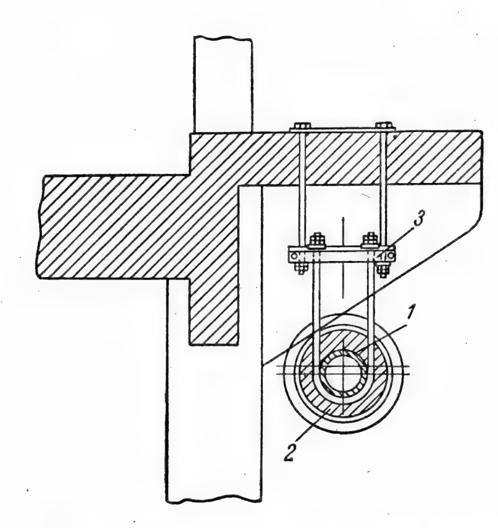


Рис. 5.13. Подвеска газопровода влажного газа к железобетонному мосту:

1 — газопровод; *2* — теплоизоляция; *3* — подвеска.

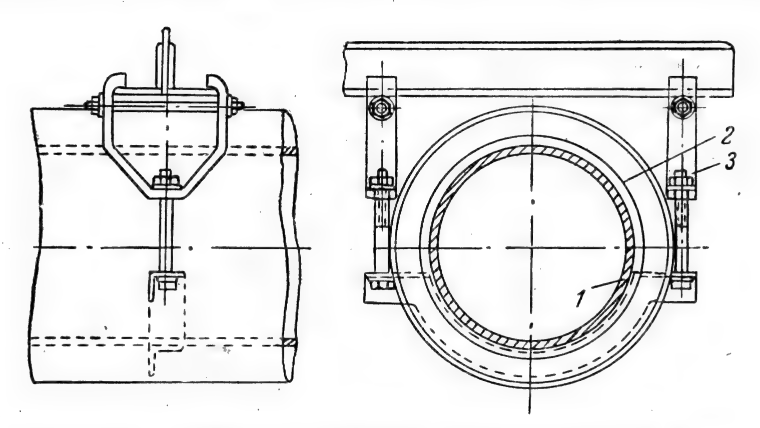


Рис. 5.14. Подвеска газопровода влажного газа под стальным мостом:

1 — газопровод; 2 — теплоизоляция; 3 — подвеска.

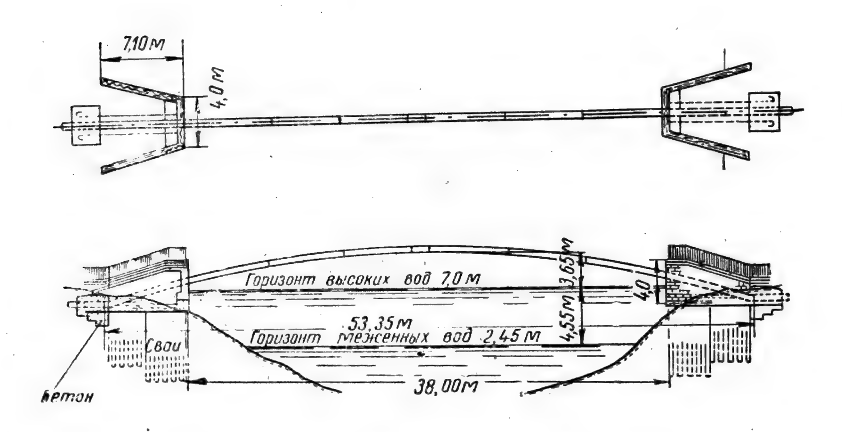


Рис. 5.15. Схема трубчатой арки.

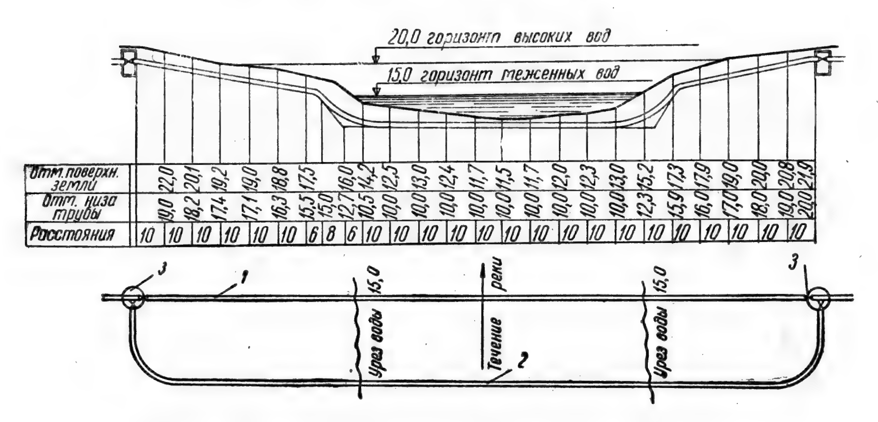


Рис. 5.16. Схема подводного перехода — дюкера:

1 — основная нитка перехода; 2 — резервная нитка; 3 — колодцы с отключающими задвижками.

вий. Если переходы входят в систему основных городских газопроводов, снабжающих газом весь город в целом или значительную часть его, и если авария или ремонтные работы на таких переходах приводят к длительному или даже кратковременному перебою в подаче газа, то число ниток должно быть не менее двух. Пропускная способность каждой из ниток должна быть не менее 70% от пропускной способности подводящих газопроводов. К двухниточным переходам следует прибегать и тогда, когда через дюкеры снабжаются газом отдельные промышленные предприятия или их группы, перерывы в подаче газа для которых приводят к остановке предприятий, выходу из строя оборудования или к порче дорогой продукции (металлургические и стекольные заводы, электрические станции, в особенности которые не могут быть быстро переведены на другие виды топлива, химические предприятия, для которых газ является сырьем и топливом и т. п.).

Однониточные переходы могут применяться при кольцевых системах распределения газа в том случае, если при ремонтных работах на дюкере потребители могут снабжаться газом из других газопроводов. К однониточным переходам можно прибегать и тогда, когда по ним подается газ отдельным потребителям, способным без значительного ущерба перейти на другие виды топлива. Расстояния между нитками дюкеров определяются местными условиями. При плотных грунтах, неразмываемых берегах, небольших скоростях течения воды, устойчивом русле и достаточном заглублении, предотвращающем повреждение дюкера якорями судов, допустима укладка обеих ниток в одну траншею с расстоянием между образующими 0,8—1,2 *м*, в зависимости от диаметра ниток.

Наоборот, при слабых грунтах, больших скоростях течения и возможности значительного переформирования русла и берегов, а также при возможности повреждения дюкера якорями проходящих судов, расстояния между нитками следует увеличивать до 30 и даже 100 *м* (в зависимости от влияния перечисленных факторов) с тем, чтобы предотвратить возможность одновременного повреждения обеих ниток.

В особо неблагоприятных случаях, например, в илистых грунтах, подводную укладку труб рекомендуется производить по кривой против течения или в виде змейки (в плане), создавая этим возможность для осадки труб в период эксплуатации. Глубину заложения дюкеров в грунте на неразмываемых участках для судоходных рек и других водоемов следует принимать не менее 1,0 *м*, а для несудоходных не менее 0,3 *м*, считая от дна водной преграды до верхней образующей трубы (до верха груза).

При размываемом дне и перспективных дноуглубительных работах глубина заложения дюкеров должна соответственно увеличиваться. Для обеспечения устойчивого положения дюкеров на дне водоема их снабжают грузами, придающими газопроводам отрицательную плавучесть. Для определения веса грузов рекомендуется пользоваться зависимостью:

$$K = \frac{P_1 + P_2}{P},$$

где P_1 — вес одного погонного метра газопровода с изолирующим покрытием в воде, *кГ/пог. м*;

P_2 — вес груза в воде, приходящийся на один погонный метр газопровода, *кГ/пог. м*;

P — вес воды, вытесняемой одним погонным метром газопровода с изоляцией и грузом, *кГ/пог. м*;

K — коэффициент запаса устойчивости дюкера, принимаемый в пределах от 1,2 до 1,4; в зависимости от скорости течения, устойчивости русла, угла прогиба, радиуса укладки и других местных условий.

Типы грузов, получивших наибольшее распространение в практике, показаны на рис. 5.17, а их характеристики в табл. 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4

Веса и размеры чугунных грузов

Условный проход $D_у$, *мм*	Вес груза, *кГ*	Размеры, *мм*										Диаметр болтов, *мм*
		R_1	R_2	R_3	M	N	L	a	b	c	d	
100	50	140	95	90	225	185	250	10	20	50	—	16
150	100	180	123	115	300	250	300	10	25	50	—	16
200	150	212	154	145	370	320	350	10	25	75	35	16
250	200	248	185	175	440	390	375	15	30	75	35	18
300	250	275	210	200	500	450	400	15	30	75	40	18
350	300	305	245	230	550	500	450	20	35	90	40	20
400	350	330	270	255	600	550	475	20	35	100	40	20
450	400	355	294	280	650	600	500	20	40	100	40	20
500	450	385	320	310	710	645	500	25	42	110	40	22
600	500	436	374	360	810	755	500	25	45	110	40	22
700	600	489	425	410	910	850	500	25	45	110	40	24

Таблица 5.5

Веса и размеры железобетонных грузов

Условный проход $D_у$, *мм*	Объем груза, *м³*	Вес груза в воздухе, *кГ*	Размеры железобетонных грузов и арматуры, *мм*								
			R_1	R_2	R_3	R_4	*а*	*б*	*в*	*г*	*д*
150	0,063	150	140	270	165	245	110	20	320	240	110
200	0,083	200	170	320	195	295	110	40	380	270	170
250	0,104	250	200	360	225	335	120	40	450	280	190
300	0,125	300	220	410	245	385	120	70	500	290	230
350	0 146	350	250	440	275	415	120	70	550	310	240
400	0,167	400	270	460	295	435	130	60	610	320	250
450	0,188	450	300	500	325	475	130	70	660	330	290
500	0,208	500	330	530	355	505	130	70	710	340	300
600	0,250	600	380	580	405	555	140	60	820	370	350
700	0,292	700	420	640	445	615	140	80	910	410	410

Подводные переходы, транспортирующие влажный газ, необходимо для стока конденсата прокладывать с уклонами к одному или обоим берегам, в зависимости от ширины водной преграды и объема земляных работ. В низших точках переходов должны быть установлены сборники конденсата, снабженные трубками, выведенными на дневную поверхность под ковер, для удаления жидкости с помощью насосов или вакуум-цистерн. При давлении влажного газа, превышающем гидростатическое давление максимально возможного столба воды, сборники конденсата можно уста-

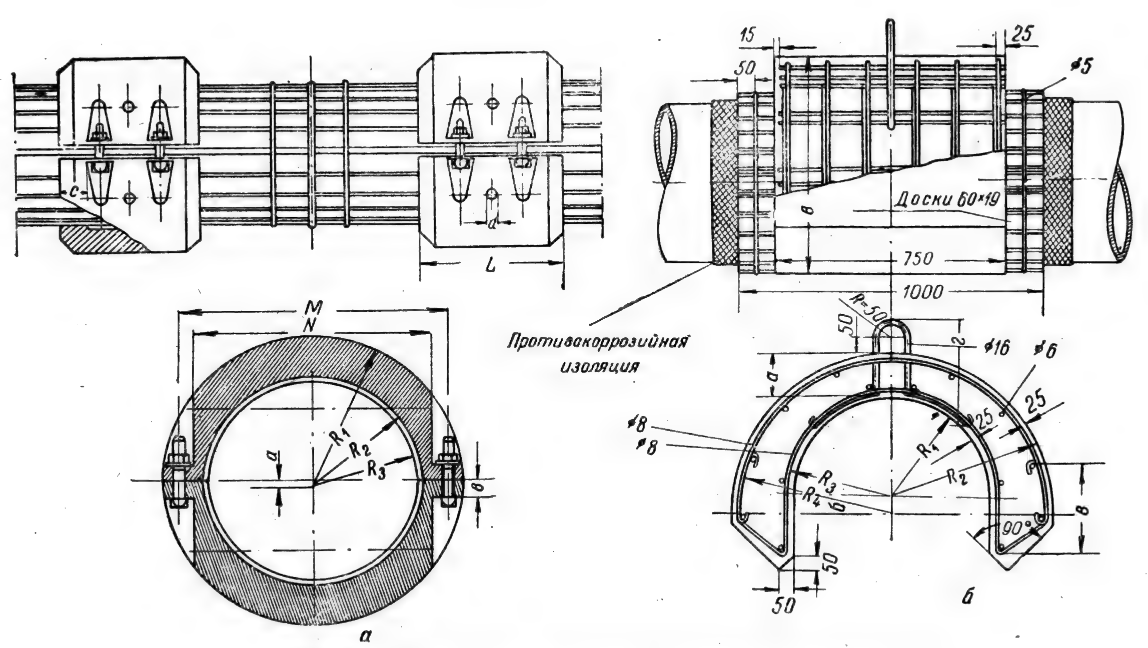


Рис. 5.17. Грузы для подводных переходов газопроводов:

а — чугунные; *б* — железобетонные.

навливать как на берегах, так и в любой другой наиболее заглубленной точке подводного перехода, включая фарватер. В последнем случае из сборника (нижней его части) должна быть проложена на один из берегов специальная трубка, через которую по мере необходимости может удаляться жидкость за счет давления газа.

При транспортировании через подводный переход осушенного газа возможно несколько решений, зависящих от местных условий.

При абсолютной уверенности в отсутствии конденсата (влаги, легких или тяжелых углеводородов), а также монтажной влаги, переходы могут укладываться без соблюдения уклонов и без установки сборников конденсата.

При отсутствии такой уверенности переходы необходимо прокладывать так же, как и для влажного газа. Исключение могут составлять

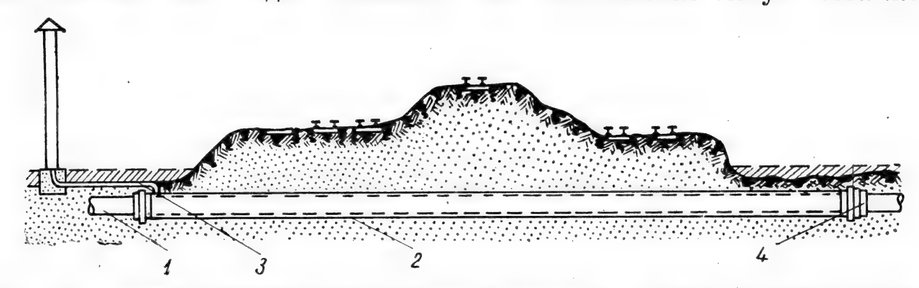


Рис. 5.18. Схема пересечения газопроводами высокого и среднего давлений железнодорожных путей:
1 — газопровод; *2* — стальной футляр; *3* — отводная труба с дефлектором; *4* — сальник.

только переходы для высокого и среднего давления газа и при наличии на переходе не менее двух ниток. В этом случае удаление конденсата или монтажной влаги может осуществляться поочередно с каждой нитки (без перерыва в подаче газа) через патрубки, устанавливаемые в переходы на противоположном берегу по ходу газа. Необходимо при этом иметь в виду, что вместе с конденсатом в атмосферу будет сбрасываться большое количество газа, который должен быть отведен в безопасное для окружающих строений место.

Для быстрого удаления конденсата диаметр патрубков должен быть не менее $^1/_3$ диаметра перехода.

Аналогично подводным переходам могут укладываться переходы через логи, овраги, пересыхающие ручьи и другие преграды. При подземных переходах газопроводами оврагов, логов, рек и ручьев с берегами, подвергающимися размыву, необходимо предусматривать меры по их укреплению.

Для всех видов переходов необходимо отводить охранную зону и устанавливать на берегах сигнальные знаки установленных образцов.

Пересечение газопроводами железнодорожных и трамвайных путей и других преград. По действующим правилам Госгортехнадзора пересечение городскими газопроводами высоких давлений магистральных железнодорожных путей (рис. 5.18) должно осуществляться в футлярах из стальных труб диаметром не менее, чем на 100 *мм* большим диаметра газопровода. Концы футляров выводятся на 2 *м* за подошву насыпи, но не менее 25 *м* от осей крайних рельсов магистральной дороги и не менее 15 *м* от осей крайних рельсов подъездных путей, и снабжаются сальниковыми уплотнениями, герметизующими пространство между газопроводом

и футляром. Один конец футляра оборудуется трубкой с дефлектором, который отводится на расстояние не менее 40 *м* от оси крайнего железнодорожного пути магистральной дороги и на 25 *м* от оси подъездного пути при условии расположения дефлектора и головки рельса на одной отметке.

При расположении их на разных отметках расстояние от оси крайнего пути до дефлектора увеличивается на 5 *м* на каждый метр превышения отметки головки рельс над дефлектором.

При прокладке газопроводов под электрифицированными или подлежащими в перспективе электрификации железнодорожными путями газопровод покрывается изоляцией весьма усиленного типа и укладывается в футляре на диэлектрических прокладках. Для отключения газо-

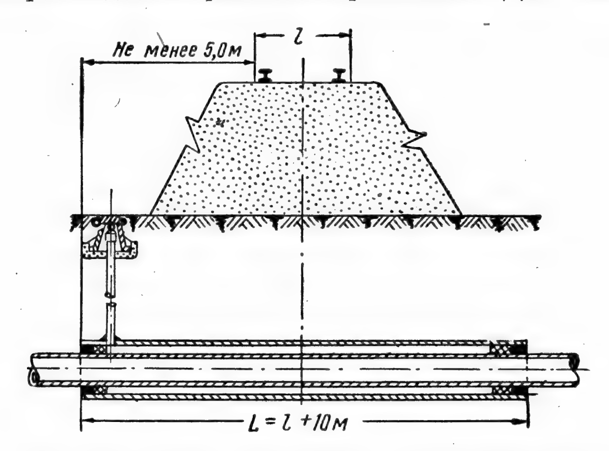


Рис. 5.19. Схема пересечения газопроводом низкого давления железных дорог.

проводов при аварии или ремонте устанавливаются запорные устройства: при тупиковых газопроводах — с одной стороны перехода по движению газа, при кольцевых газопроводах — с обеих сторон. Расстояния от запорных устройств до оси крайних рельсовых путей магистральных дорог принимаются не менее 150 *м*, а от оси подъездных путей не менее 50 *м*. Глубина укладки перехода для предотвращения воздействия динамических нагрузок должна быть не менее 1,8 *м*, считая от подошвы шпал до верха футляра.

Пересечение городскими газопроводами давлением до 3 *кГ/см*^{2} магистральных железнодорожных путей (рис. 5.19) может осуществляться по аналогии с изложенными выше указаниями со следующими упрощениями: концы футляра должны выводиться за подошву насыпи (полотна), но не менее 5 *м* от крайних рельсов, уплотняться просмоленной прядью или битумной эмалью и снабжаться контрольной трубкой, выведенной под ковер; запорные устройства для отключения перехода могут располагаться на расстоянии не менее 30 *м* от крайних рельсов путей.

Пересечение газопроводами трамвайных и местных железнодорожных путей осуществляется: для городских газопроводов высоких давлений, а также ответвлений и вводов от них — в стальных футлярах с сальниковыми уплотнениями и газоотводной трубкой на одном конце, выводимой в безопасное место атмосферы; для городских газопроводов среднего и низкого давлений — в стальных, чугунных, железобетонных или асбо-

цементных футлярах, уплотненных просмоленной прядью или битумной эмалью, с контрольной трубкой на одном конце, выводимой под ковер.

Все виды газопроводов, пересекающих трамвайные пути, необходимо покрывать изоляцией весьма усиленного типа, а газопроводы, сооружаемые в стальных или чугунных футлярах, кроме этого укладывать на диэлектрических прокладках. Концы футляров должны выводиться в каждую сторону не менее, чем на 2 *м* от крайних рельсов. Глубина заложения газопроводов от подошвы шпал до верхней образующей трубы должна быть не менее 1,5 *м*. Все ответвления и вводы (в особенности среднего и высокого давлений), пересекающие трамвайные пути, целесообразно оборудовать запорными устройствами, устанавливаемыми как правило

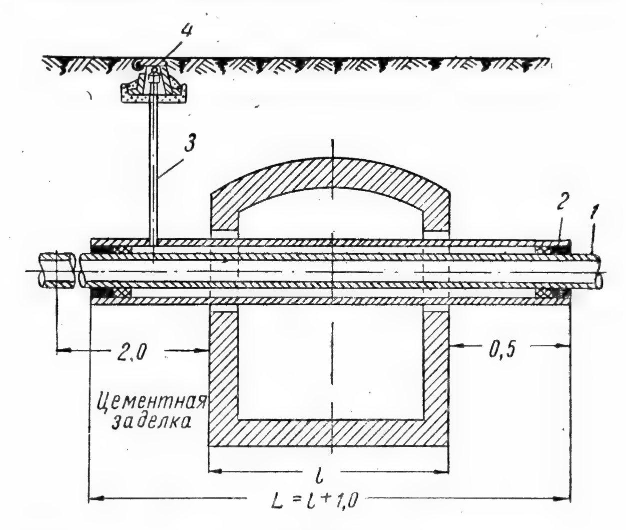


Рис. 5.20. Схема пересечения газопроводом коллектора или колодца:

1 — газопровод; *2* — футляр с сальником; *3* — контрольная трубка; *4* — ковер.

до пересечения путей. Эти же рекомендации могут применяться и при пересечении газопроводами основных транспортных магистралей города.

Пересечение газопроводами всех видов рельсовых путей под стрелками и крестовинами, а также в местах присоединения электрических отсасывающих кабелей как правило не должно допускаться.

Расстояние по вертикали между газопроводами и другими подземными сооружениями в местах их пересечения должно быть в свету не менее 0,15 *м*. В этих местах в пределах пересекаемого сооружения присоединение сборников конденсата, установка фасонных частей и размещение стыковых соединений не должно допускаться.

При вынужденном пересечении газопроводами низкого и среднего давлений стенок канализационных и других коллекторов или туннелей (рис. 5.20) газопроводы должны прокладываться в изолированных футлярах, не имеющих соединений внутри пересекаемых сооружений. Концы футляров необходимо выводить не менее чем на 0,5 *м* за пределы крайних стенок сооружения. Места пересечения футляра с пересекаемыми сооружениями следует тщательно уплотнять и концы футляров укладывать

на нетронутый плотный грунт или подбивать крупнозернистым песком.

Пересечение городскими газопроводами высоких давлений коллекторов различного назначения не допустимо.

6. Основные рекомендации по укладке газопроводов в районах горных выработок

При строительстве газопроводов в районах горных выработок необходимо учитывать как изложенные выше рекомендации, так и специфические условия их работы, вызываемые деформацией грунтов. К основным дополнительным мероприятиям относятся следующие:

а) проект городской системы распределения газа должен обеспечивать, по возможности, применение бесшовных труб;

б) давление газа в городских газопроводах как правило не должно превышать 6 *кГ/см*²;

в) для отключения отдельных микрорайонов и участков газопроводов, попадающих в районы влияния горных выработок, должны устанавливаться запорные устройства;

г) трассы основных газопроводов должны быть увязаны с планом горных выработок и проходить преимущественно по целикам;

д) пересечение шахтных полей газопроводами следует выполнять под углом к простиранию пластов;

е) для строительства газопроводов применять преимущественно трубы, изготовленные из сталей с высокими показателями относительно удлинения при разрыве. Толщина стенок труб должна быть на 1—2 *мм* больше, чем требуется в обычных условиях;

ж) для укладки использовать как правило длинномерные трубы или сваривать их на стенде в плети с помощью автоматической сварки под слоем флюса;

з) сварные швы участков газопроводов, пересекающих мульду оседания, а также сварные швы за ее пределами на расстоянии не менее 100 *м* должны быть бездефектными;

и) для защиты запорной арматуры от разрушения, применять установку линзовых компенсаторов. Число линз, а также тип установки (односторонняя или двухсторонняя) должны устанавливаться в зависимости от величины возможной деформации грунта. Линз должно быть не менее двух.

Укладка газопроводов в районах с сейсмичностью до 7 баллов может производиться без соблюдения специальных антисейсмичных мероприятий. При большей величине сейсмичности могут применяться мероприятия, аналогичные изложенным для районов горных выработок.

7. Основные указания по производству земляных работ и укладке труб в траншеи

При производстве работ по рытью траншей для укладки газопроводов должны выполняться действующие в городах правила по земляным работам, утвержденные местными советами. К производству земляных работ необходимо приступать только при наличии утвержденного проекта прокладки газопровода, согласованного с местным управлением по делам архитектуры и при наличии письменного разрешения, выданного уполномоченной на это организацией.

К разработке траншей рекомендуется приступать только после обеспечения намечаемого к строительству участка газопровода трубами и другими необходимыми материалами и составления проекта или соображений по организации строительства.

При любых грунтах и любом способе рытья траншеи дно ее перед укладкой газопровода должно быть спланировано для обеспечения опоры газопровода на основание на всем его протяжении. Укладка газопровода на каких-либо подкладках не должна допускаться. В случае переуглубления дна траншеи на отдельных участках необходимо до укладки газопровода сделать песчаную подсыпку. Засыпка переуглублений и приямков для сварки стыков должна производиться песком или песчаным грунтом слоями толщиной около 20 *см* с тщательным уплотнением трамбовками, вибраторами и поливкой водой. Перед укладкой газопровода траншея должна быть полностью очищена от обвалившегося грунта, камней, кирпича и других посторонних предметов. Если до укладки газопровода траншея была залита водой, то она должна быть откачана. Укладка газопроводов должна как правило производиться в открытых траншеях, без перемычек. Закрытый способ укладки (продавливание, горизонтальное бурение, штольневая или щитовая проходка и др.) должен осуществляться по специально разработанному проекту, учитывающему местные условия.

При укладке газопроводов в торфянистых и других органических грунтах, а также в слабых грунтах с допускаемой нагрузкой менее 0,6 *кГ/см*² основание для газопровода должно быть сделано по специальному проекту, предусматривающему невозможность просадки газопровода.

Укладка газопровода на основание, включающее бревна, остатки старых фундаментов, брошенные трубы и т. п., не должна допускаться. Встречающиеся валуны, фундаменты, недействующие подземные сооружения должны быть удалены от нижней образующей трубы не менее, чем на 20 *см*.

Образовавшиеся при этом углубления должны быть засыпаны песком или песчаным грунтом без примеси органических веществ. При скалистых грунтах, пересечениях фундаментов или насыпных грунтах, содержащих битый кирпич или остатки других твердых строительных материалов, по всему дну траншеи должна быть сделана подушка из утрамбованного песка или песчаного грунта толщиной не менее 20 *см*. При скалистых грунтах или твердых основаниях подушка должна выводиться не менее, чем на 2 *м* в каждую сторону. Сварные стыки в пределах пересекаемых фундаментов должны выводиться на расстояние не менее, чем 2 *м* от них.

При транспортировке звеньев труб, а также при оставлении их на бровке траншеи или в траншее концы труб должны быть плотно закрыты деревянными или другими заглушками, предотвращающими попадание в трубы грунта, воды и других загрязнений.

Опускание труб в траншею во избежание повреждения изоляции должно производиться с помощью широких мягких полотенец. Для этой же цели опускание рекомендуется вести летом при минимальной суточной температуре, а зимой при максимально высокой температуре.

Для снижения напряжений растяжения в трубопроводе сварка звеньев труб в траншее должна производиться в летнее время при минимальной температуре (утром). Для этой же цели засыпка траншеи летом должна производиться остывшим за ночь грунтом.

Уложенный в траншею и смонтированный с арматурой газопровод перед засыпкой траншеи должен быть предъявлен приемщику эксплуа-

тационной организации для осмотра. При осмотре необходимо сверить уложенный газопровод и все сооружения на нем с проектом, а также проверить уклоны глубин заложения, состояние основания, очистку от грунта, окалины и других посторонних предметов, качество сварных швов по внешнему осмотру и по данным испытаний, качество изолирующего покрытия по внешнему виду и с помощью приборов. Осмотр газопровода оформляется актом, в котором указываются результаты осмотра и соответствие уложенного газопровода проекту и действующим правилам.

Засыпка газопровода на высоту, превышающую на 0,3 *м* верхнюю образующую трубы, должна производиться вручную грунтом, не содержащим органических включений и твердых предметов. Дальнейшая засыпка может в зависимости от имеющихся возможностей, производиться с помощью механизмов или вручную рядовым грунтом. Засыпка должна производиться равномерно с послойной трамбовкой грунта, не допускающей его будущих просадок, в особенности на проездах с усовершенствованными покровами.

8. Испытание газопроводов, уложенных в грунте, на плотность*

Испытание газопроводов на плотность должно производиться воздухом после окончания всех монтажных работ и проведения внешнего осмотра, подтверждающего соответствие уложенного газопровода проекту и действующим правилам.

При отсутствии уверенности в чистоте внутренней полости газопровода, он очищается с помощью ерша или продувается воздухом через один из концов газопровода до начала испытаний на плотность. Продувка должна производиться до тех пор, пока в выходящем из трубы воздухе не будет обнаруживаться наличие пыли и окалины. Для продувки могут применяться все средства, которыми располагает строительно-монтажная организация. Допускается использование для продувки законченных строительством участков газопроводов в качестве рессиверов, однако они в этом случае должны быть подвергнуты вторичному испытанию на плотность.

Продувка может производиться участками, длина которых должна определяться местными условиями и мероприятиями безопасности для населения, обслуживающего персонала, зданий и сооружений.

Во избежание истирания затворных частей задвижек и кранов продувку необходимо производить до их установки. Испытание на плотность должно производиться в два приема: предварительное испытание и окончательное (сдаточное) испытание.

Предварительное испытание рекомендуется производить после засыпки газопровода грунтом на высоту, превышающую верхнюю образующую трубы не менее, чем на 0,3 *м*, при испытательном давлении до 3 $кГ/см^2$ включительно и на полную высоту до проектной отметки при испытательном давлении более 3 $кГ/см^2$. Сварные стыки при этом должны оставаться неизолированными и открытыми.

Величина давления воздуха при испытании может составлять 1,25 от максимального рабочего, но не менее 3 $кГ/м^2$. При испытании на плотность давление воздуха в газопроводе должно подниматься плавно.

* Приведенные нормы предложены автором: они несколько отличаются от действующих в настоящее время.

Осмотр трассы газопровода и открытых его участков должен производиться при достижении в газопроводе давления, равного половине испытательного, и при полном испытательном давлении. В период производства осмотра трассы газопровода, его сварных швов и сооружений подъем давления должен прекращаться. Места утечки газа из сварных и фланцевых соединений могут обнаруживаться путем обмазки их мыльным раствором и на слух.

Обнаруженные при осмотре дефектные места сварных соединений должны быть вырублены и сварены вновь. Подчеканка и подварка их воспрещается. Вырубка дефектных участков и сварка патрубков должны производиться после снижения давления воздуха в газопроводе до атмосферного. При отсутствии утечек по внешнему осмотру должно производиться испытание на плотность по величине падения давления, замеряемого по манометру. Испытание на плотность должно продолжаться в течение не менее 24 часов после выравнивания температур воздуха в трубе с температурой грунта.

Время, потребное для выравнивания температур, может приниматься: для газопроводов диаметром до 200 *мм* — 6 часов после подъема давления до испытательного, для газопроводов диаметром от 200 до 400 *мм* — 10 часов и для газопроводов диаметром более 400 *мм* — не менее 12 часов. Стальные газопроводы могут считаться выдержавшими испытание на плотность, если истинное падение давления не превышает величины, подсчитываемой по формуле:

$$\Delta P = \frac{300\tau}{D} \text{ мм рт. ст.} \tag{5.2}$$

где ΔP — падение давления, *мм* рт. ст.;
D — внутренний диаметр газопровода, *мм*;
τ — продолжительность испытания, часы.

Истинное падение давления (с учетом изменения барометрического давления) определяется по формуле:

$$\Delta P_1 = (H_1 + B_1) - (H_2 + B_2) \text{ мм рт. ст.,} \tag{5.3}$$

где ΔP_1 — истинное падение давления, *мм* рт. ст.;
H_1 — показание манометра в начале испытания после выравнивания температур, пересчитанное в *мм* рт. ст.;
H_2 — показание манометра в конце испытания, пересчитанное в *мм* рт. ст.;
B_1 — показание барометра в начале испытания, *мм* рт. ст.;
B_2 — показание барометра в конце испытания, *мм* рт. ст.

Длины отдельных участков, подвергающихся испытанию, должны быть не более следующих величин:

Для газопроводов диаметром до	200 *мм*	— 12 *км*
То же	300 »	— 8 »
» »	400 »	— 6 »
» »	500 »	— 5 »

При больших длинах величина истинного падения давления должна сокращаться пропорционально увеличению длины.

При одновременном испытании на плотность газопроводов разных диаметров и длин истинное падение давления не должно превышать величин, подсчитываемых по формуле:

$$\Delta P = 0{,}3\,\frac{D_1 l_1 + D_2 l_2 + \ldots D_n l_n}{D^2 l_1 + D_2^2 l_2 + \ldots D_n^2 l_n}\cdot \tau \text{ мм рт. ст.,} \qquad (5.4)$$

где ΔP — падение давления, *мм* рт. ст.;
D_1; D_2; D_n — внутренние диаметры газопроводов, *м*;
l_1; l_2; l_n — длины участков газопроводов, соответствующие диаметрам D_1; D_2; D_n, *м*.

Окончательное испытание газопровода на плотность должно производиться в присутствии ответственного представителя заказчика (приемщика) после засыпки траншеи грунтом на полную глубину до проектных отметок. Это испытание может производиться немедленно после завершения предварительных испытаний без выпуска воздуха в атмосферу. До начала отсчета давлений по манометру приемщик обязан проверить работоспособность установленных задвижек путем подъема и опускания затворного диска и кранов путем их поворота.

Порядок проведения окончательного испытания, величины испытательных давлений и падений давлений аналогичны предварительному испытанию.

Результаты испытаний должны оформляться двухсторонним актом.

Для продувки и испытания газопроводов среднего и высоких давлений, проходящих за пределами городской черты или по городским окраинам с низкой плотностью застройки, допускается применение нетоксичного газа с удельным весом меньше воздуха. Продувка и испытание газом должны производиться по специальной инструкции, отражающей применительно к местным условиям порядок и время проведения продувки и испытания, а также мероприятия безопасности. Инструкция должна быть согласована местными органами Госгортехнадзора и утверждена руководством Горгаза.

9. Испытание на плотность наружных газопроводов

Испытание на плотность наружных газопроводов, прокладываемых по мостам, эстакадам и в виде арочных переходов, должно проводиться после окончания всех видов строительно-монтажных работ (исключая изоляцию или окраску сварных стыков), удаления окалины и монтажного мусора, закрепления газопроводов на всех мертвых точках и внешнего осмотра представителем заказчика.

При внешнем осмотре должна производиться сверка смонтированного газопровода и всех сооружений на нем с проектом, а также проверка чистоты внутренней полости, качества изготовления монтажных узлов, крепежа, правильности уклонов (при необходимости таковых), качества сварных швов и фланцевых соединений, работоспособности запорной арматуры, а также пригодности опор и допустимости пролетов между опорами (в особенности при гидравлических испытаниях).

Осмотр газопровода должен оформляться актом, подписываемым ответственными представителями заказчика и строительно-монтажной организации.

Испытание наружных газопроводов может проводиться для газопроводов с максимальным рабочим давлением до 1 $кГ/см^2$ — пневматиче-

ским давлением, равным 1,25 от максимального рабочего, но не ниже 1 *кГ/см²*; для газопроводов с максимальным давлением более 1 *кГ/см²* — гидравлическим, а затем пневматическим давлением. Величина гидравлического давления может быть равна 1,25 от максимального рабочего давления, но не ниже 3 *кГ/см²*. Величина пневматического давления должна быть равна максимальному рабочему давлению.

При проведении гидравлического испытания воздух должен быть полностью вытеснен водой; наличие воздушных мешков не допускается.

Испытательное гидравлическое давление должно держаться в течение 5—10 минут, после чего оно должно снижаться до рабочего, при котором производится внешний осмотр газопровода и запорной арматуры и легкое простукивание мест соединений молотком из цветного металла или пластмассы.

Результаты гидравлического испытания признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло падения давления по манометру и в сварных швах и других соединениях не обнаружено течи и отпотевания.

При неудовлетворительных результатах давление должно быть сброшено, обнаруженные дефекты устранены и проведено повторное гидравлическое испытание.

При невозможности или нецелесообразности проведения гидравлического испытания оно может быть заменено пневматическим с величиной давления, равной 1,25 от максимального рабочего. В этом случае должны быть обеспечены все необходимые меры по технике безопасности, как-то: испытания должны проводиться по специальному разрешению руководства эксплуатационной организации и органов надзора под руководством инженера, ответственного за технику безопасности; лица, проводящие испытания в период подъема давления в газопроводе, должны находиться в защищенном пункте или на безопасном расстоянии от газопровода; на все время нахождения газопровода под испытательным давлением все посторонние лица не должны допускаться в опасную зону. Осмотр газопроводов и замеры падений давлений при проведении пневматических испытаний должны проводиться для газопроводов с максимальным давлением до 1 *кГ/см²* — при испытательном давлении, равном 1,25 от рабочего; для газопроводов с рабочим давлением более 1 *кГ/см²* — при снижении давления до максимального рабочего.

Время начала испытаний на плотность после доведения давления воздуха до испытательного устанавливается в зависимости от диаметра газопровода и принимается для газопроводов диаметром до 200 *мм* — не менее, чем через 3 часа; для газопроводов от 200 до 400 *мм* — через 5 часов и для газопроводов диаметром более 400 *мм* — через 6 часов.

Газопроводы считаются выдержавшими испытание на плотность, если истинное падение давления (с учетом изменения барометрического давления и температуры за период испытания) не превышает величин, подсчитываемых по формулам 5.2—5.4. Результаты испытаний должны оформляться актом, подписываемым ответственными представителями заказчика и строительно-монтажной организации.

Глава шестая

МАТЕРИАЛЫ И АРМАТУРА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГАЗОПРОВОДОВ

1. Трубы

В настоящее время для строительства магистральных, городских и внутриобъектовых газопроводов применяются стальные бесшовные и сварные трубы, изготовленные из малоуглеродистых и низколегированных сталей, обладающие высокими механическими свойствами (прочностью, пластичностью и вязкостью) и хорошей свариваемостью.

Алюминиевые и неметаллические трубы пока используются сравнительно редко.

Ниже приводятся основные характеристки наиболее распространенных при строительстве газопроводов труб и материалов для их изготовления.

Стальные бесшовные горячекатаные трубы по ГОСТ 8732-58. Диаметр выпускаемых бесшовных горячекатаных труб имеет нижний предел 57 *мм*, а верхний 426 *мм*. В ближайшие годы намечен выпуск труб как меньшего размера до 25 *мм*, так и большего до 800 *мм*.

Важнейшим достоинством бесшовных труб является то, что их механические свойства совершенно одинаковы (строго говоря теоретически) по всей окружности поперечного сечения. Изготовление бесшовных труб состоит из двух основных операций: прошивки стальными дорнами нагретой литой, катаной или кованой заготовки для получения полых толстостенных гильз и раскатки последних в тонкостенные трубы на специальных станах.

Размеры и веса выпускаемых трубными заводами бесшовных горячекатаных труб приведены в табл. 6.1 Серийно горячекатаные трубы выпускаются с обычной и повышенной точностью изготовления длиной от 4 до 12,5 *м*. При необходимости и согласии сторон длина труб может изменяться в ту или другую сторону.

Допускаемые отклонения по наружному диаметру и по толщине стенки приведены в табл. 6.2.

Овальность и разностенность труб не должна выводить размеры труб за пределы допускаемых отклонений по диаметру и толщине стенки. Более того по требованию заказчика заводы должны поставлять трубы по овальности и разностенности в размере не более 0,8 от указанных в табл. 6.2 отклонений по диаметру и толщине.

Кривизна труб на участке любой длины не должна превышать 1,5 *мм* на 1 *пог. м*.

Бесшовные горячекатаные трубы поставляются по химическому составу и механическим свойствам стали, только по механическим свой-

Таблица 6-1

Трубы стальные бесшовные горячекатаные ГОСТ 8732-58 *

Наружный диаметр, *мм*	Толщина стенки, *мм*														
	3,5	4	4,5	5	5,5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	18
	Теоретический вес 1 *пог. м* труб, *кГ*														
57	4,62	5,23	5,83	6,41	6,99	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59	12,48	13,32	—	—	—
60	4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29	14,21	15,88	—	—
63,5	5,18	5,87	6,55	7,21	7,87	8,51	9,75	10,95	12,10	13,19	14,24	15,24	17,09	—	—
68	5,57	6,31	7,05	7,77	8,48	9,17	10,53	11,84	13,10	14,30	15,46	16,57	18,64	20,52	—
70	5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01	17,16	19,33	21,31	—
73	6,00	6,81	7,60	8,38	9,16	9,91	11,39	12,82	14,21	15,54	16,82	18,05	20,37	22,49	24,41
76	6,26	7,10	7,93	8,75	9,50	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63	18,94	21,41	25,68	25,75
83	6,86	7,79	8,71	9,62	10,51	11,39	13,12	14,80	16,42	18,00	19,53	21,01	23,82	26,44	28,85
89	7,38	8,38	9,38	10,36	11,33	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16	22,79	25,89	28,80	31,52
95	7,90	8,98	10,04	11,10	12,14	13,17	15,19	17,16	19,09	20,96	22,79	24,56	27,97	31,17	34,18
102	8,50	9,67	10,82	11,96	13,09	14,21	16,40	18,55	20,64	22,69	24,69	26,63	30,38	33,93	37,29
108	—	10,26	11,49	12,70	13,90	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31	28,41	32,45	36,30	39,95
114	—	10,85	12,15	13,44	14,72	15,98	18,47	20,91	23,31	25,65	27,94	30,19	34,53	38,67	42,62
121	—	11,54	12,93	14,30	15,67	17,02	19,68	22,29	24,86	27,37	29,84	32,26	36,94	41,43	45,72
127	—	12,13	13,59	15,04	16,48	17,90	20,72	23,48	26,19	28,85	31,47	34,03	39,01	43,80	48,39
133	—	12,73	14,26	15,78	17,29	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10	35,81	41,00	46,17	51,65
140	—	—	15,04	16,65	18,24	19,83	22,96	26,04	29,08	32,06	34,99	37,88	43,50	48,93	54,16
146	—	—	15,70	17,39	19,06	20,72	24,00	27,23	30,41	33,54	36,62	39,66	45,57	51,30	56,82
152	—	—	16,37	18,13	19,87	21,60	25,03	28,41	31,74	35,02	38,25	41,43	47,65	53,66	59,48
159	—	—	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15	43,50	50,06	56,43	62,59
168	—	—	—	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59	46,17	53,17	59,98	66,59
180	—	—	—	21,59	23,70	25,75	29,87	33,93	37,95	41,92	45,85	49,72	57,31	64,71	71,91
194	—	—	—	23,31	25,60	27,82	32,28	36,70	41,06	45,38	49,64	53,86	62,15	70,24	78,13
203	—	—	—	—	—	29,14	33,83	38,47	43,05	47,59	52,08	56,52	65,94	73,78	82,12
219	—	—	—	—	—	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43	61,26	70,78	80,10	89,23
245	—	—	—	—	—	—	41,09	46,76	52,38	57,95	63,48	68,95	79,76	90,36	100,77
273	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07	77,24	89,42	101,41	113,20
299	—	—	—	—	—	—	—	57,41	64,37	71,27	78,13	84,93	98,40	111,67	124,74
325	—	—	—	—	—	—	—	62,54	70,14	77,68	85,18	92,63	107,38	121,93	136,28
351	—	—	—	—	—	—	—	67,67	75,91	84,10	92,23	100,32	116,35	132,19	147,82
377	—	—	—	—	—	—	—	—	81,68	90,51	99,29	108,02	125,33	142,44	159,36
402	—	—	—	—	—	—	—	—	87,21	96,67	106,06	115,41	133,94	152,30	170,45
426	—	—	—	—	—	—	—	—	92,55	102,59	112,58	122,52	142,25	161,78	181,11

* Сортамент труб приведен не полностью.

Таблица 6.2

Допускаемые отклонения по наружному диаметру и толщине стенки

Размеры труб	Точность изготовления	
	обычная	повышенная
По наружному диаметру		
Для труб с трехвалкового стана ($D_н/S \leqslant 12$)	± 5%	—
Для прочих труб:		
при диаметре		
до 50 *мм* включительно	± 0,5 *мм*	± 0,35 *мм*
свыше 50 до 219 *м*	± 1,0%	± 0,8%
свыше 219 *мм*	± 1,25%	± 1,0%
По толщине стенки		
Для труб с трехвалкового стана	± 6,0%	—
Для прочих труб:		
при толщине стенки		
до 15 *мм* включительно	+12,5% −15,0%	± 10,0%
свыше 15 *мм*	± 12,5%	± 8,0%

ствам и без нормирования химического состава и механических свойств, но с гарантией гидравлического испытания.

По химическому составу трубы поставляются из мартеновских сталей по ГОСТ 380—57 (III группа), ГОСТ 1050—57 и другим.

По механическим свойствам — из мартеновской стали I группы ГОСТ 380—57.

Механические свойства труб в состоянии поставки приведены в табл. 6.3 и 6.4, а химический состав сталей в табл. 6.5—6.7.

Таблица 6.3

Механические свойства труб в состоянии поставки из сталей по ГОСТ 380-57 (III группа) и ГОСТ 1050-57 (группа углеродистых сталей)

Марка стали	Предел текучести	Временное сопротивление разрыву	Относительное удлинение, %
	$кГ/мм^2$, не менее		
М09	—	32	25
М12	22	35	24
М16	24	38	23
М18а	25	40	22
М21а	26	42	21
М26а	28	46	19
М31а	29	50	18
10	22	36	25
15	24	40	24
20	26	44	22
25	28	48	20
30	30	52	19
35	32	56	18
40	34	60	16

Таблица 6.4

Механические свойства труб из мартеновской стали по ГОСТ 380-57 (I группа)

Марка стали	Предел текучести	Временное сопротивление разрыву	Относительное удлинение, %
	$кГ/мм^2$, не менее		
Ст. 2	22	34	24
Ст. 3	25	40	22
Ст. 4	26	42	20
Ст. 4а	27	46	19
Ст. 5	29	50	17

Таблица 6. 5

Химический состав мартеновской стали по ГОСТ 380—57 (III группа)

Марка стали	Содержание элементов, %				
	Углерод	Кремний	Марганец	Фосфор	Сера
М09	0,06—0,11	0,12—0,30	0,30—0,50		
М12	0,09—0,14	0,12—0,30	0,30—0,50		
М16	0,12—0,19	0,12—0,30	0,40—0,65		
М18а	0,14—0,21	0,12—0,30	0,40—0,65	⩽ 0,04	⩽ 0,04
М21а	0,17—0,24	0,12—0,30	0,40—0,70		
М26а	0,22—0,30	0,12—0,30	0,40—0,70		
М31а	0,27—0,35	0,15—0,32	0,50—0,80		

Таблица 6. 6

Химический состав мартеновской стали по ГОСТ 380—57 (I группа)

Марка стали	Содержание элементов, %				
	Углерод	Кремний	Марганец	Фосфор	Сера
Ст. 2	⩽ 0,15				
Ст. 3	⩽ 0,22				
Ст. 4	⩽ 0,25	Не гарантируется		⩽ 0,05	⩽ 0,055
Ст. 4а	—				
Ст. 5	—				

Таблица 6.7

Химический состав сталей, применяемых для изготовления труб по ГОСТ 1050—57 (I группа)

Марка стали	Содержание элементов, %						
	Углерод	Кремний	Марганец	Фосфор	Сера	Хром	Никель
				не более			
10	0,07—0,13	0,17—0,37	0,35—0,65	0,035	0,040	0,15	0,25
15	0,12—0,18	0,17—0,37	0,35—0,65	0,040	0,040	0,25	0,25
20	0,17—0,24	0,17—0,37	0,35—0,65	0,040	0,040	0,25	0,25
25	0,22—0,29	0,17—0,37	0,50—0,80	0,040	0,040	0,25	0,25
30	0,27—0,34	0,17—0,37	0,50—0,80	0,040	0,040	0,25	0,25
35	0,32—0,39	0,17—0,37	0,50—0,80	0,040	0,040	0,25	0,25
40	0,37—0,44	0,17—0,37	0,50—0,80	0,040	0,040	0,25	0,25

Для строительства газопроводов трубы должны поставляться по химическому составу и механическим свойствам с повышенной точностью изготовления. Трубы, поставляемые только по механическим свойствам, могут использоваться на неответственных газопроводах низкого давления при условии их проверки на хорошую свариваемость. Содержание углерода в стали должно быть не более 0,25—0,27%.

Трубы, поставляемые без нормирования химического состава и механических свойств, для строительства газопроводов не должны допускаться.

На поставляемых трубах не должно допускаться наличия трещин, плен, рванин и закатов. Вместе с тем незначительные забоины, вмятины и риски, не выводящие толщину стенки за пределы минусовых допускаемых отклонений, не дожны служить браковочным признаком.

Концы поставляемых труб должны быть срезаны под прямым углом и зачищены от заусенцев, а концы труб, подлежащих сварке, скошены под углом. Величина угла скоса и ширина торцевого кольца (притупления) должна указываться в заказе.

Трубы должны выдерживать испытательное гидравлическое давление, определяемое по формуле

$$P = \frac{200 \cdot S \cdot R}{D_{вн}}\ кГ/см^2, \qquad (6.1)$$

где S — минимальная толщина стенки трубы, *мм* (за вычетом минусового допуска);

R — допускаемое напряжение, $кГ/мм^2$ (равное 40% временного сопротивления разрыву);

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, *мм*.

Трубы считаются выдержавшими испытание, если в период нахождения под давлением у них не будет обнаружено течи, потения или остаточной деформации.

Гидравлическое испытание и величина давления гарантируются заводом-поставщиком. По требованию заказчика трубы могут подвергаться другим технологическим испытаниям (на загиб, на раздачу, на сплющивание и на бортование).

Примеры условных обозначений бесшовных горячекатаных труб при заказе:

1. Наружный диаметр 114 *мм*, толщина стенки — 4 *мм*, длина 12,5 *м*, сталь марки 10, точность изготовления по диаметру и толщине обычная. Обозначение — труба 114 × 4 × 12500—10 ГОСТ 8732—58.

2. То же, но повышенной точности по диаметру и толщине стенки. Обозначение — труба 114п × 4п × 12500—10 ГОСТ 8732—58.

Трубы стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные по ГОСТ 8734-58. Так как размер, геометрическая точность и чистота поверхности горячекатаных труб не всегда удовлетворяют требованиям потребителей, то существуют производства холодной прокатки и холодного волочения, обеспечивающие получение труб малого диаметра, малой толщины стенки и повышенной геометрической точности. Эти трубы, выпускаемые по ГОСТ 8734—58, могут использоваться и для строительства газопроводов.

Трубы выпускаются длиной от 1,5 до 9 *м*, наружным диаметром от 4 до 200 *мм* с толщиной стенки от 0,25 до 12 *мм*.

В ближайшие годы предполагается выпуск труб более мелких размеров и меньших толщин стенок.

Размеры и веса выпускаемых трубными заводами бесшовных холоднотянутых и холоднокатаных труб приведены в табл. 6.8, а допускаемые отклонения в табл. 6.9.

Трубы поставляются по химическому составу и механическим свойствам стали, только по механическим свойствам и без нормирования химического состава и механических свойств, но с гарантией гидравлического испытания.

По химическому составу и механическим свойствам трубы поставляются из мартеновских сталей по ГОСТ 380—57 (III группа), ГОСТ 1050—57 (группа углеродистых сталей) и другим.

По механическим свойствам — из мартеновской стали первой группы по ГОСТ 380—57. Механические свойства труб приведены в табл. 6.10 и 6.11.

Все остальные требования к холоднотянутым и холоднокатаным трубам соответствуют требованиям, изложенным для горячекатаных труб.

Трубы стальные электросварные по ГОСТ 1753-53 изготовляются из сталей по ГОСТ 380—57 и 1050—57 методом сопротивления. По состоянию сталей трубы изготовляются мягкими, полутвердыми и твердыми.

По длине трубы поставляются:

при наружном диаметре до 30 *мм* . . . . от 2 до 6 *м*
» » » более 30 до 70 *мм* . . . . . » 3 » 8,5 *м*
» » » » 70 *мм* . . . . » 5 » 8,5 *м*

Сортамент выпускаемых электросварных труб приведен в табл. 6.12, а допускаемые отклонения и механические свойства в табл. 6.13—6.15.

Поставляемые трубы не должны иметь трещин, плен, закатов и глубоких рисок.

Незначительные плены, забоины, вмятины, риски, тонкий слой окалины и зачистки дефектов допустимы, если они не выводят наружный диаметр и толщину стенки за пределы отклонений, указанных в табл. 6.13 и 6.14.

На сварном шве трубы по внутренней поверхности допускается наличие грата, высота которого после срезки, зачистки или сплющивания не должна превышать 0,5 *мм*.

Концы труб должны быть срезаны под прямым углом к оси и зачищены от заусенцев, а концы труб диаметром более 114 *мм*, подлежащих сварке, должны быть (по требованию потребителя) скошены под углом 35—40° к торцу и иметь притупление (торцевое кольцо шириной 1—3 *мм*).

Трубы всех видов, предназначенные для работы под давлением, должны выдерживать следующее испытание гидравлическим давлением: при наружном диаметре до 102 *мм* — 60 *кГ/см*^{2}; при наружном диаметре более 102 *мм* — 30 *кГ/см*^{2}.

При этом испытательное давление не должно превосходить вычисленного по формуле 6.1 при $R = 35\%$ от предела прочности, указанного в табл. 6.15.

Трубы стальные электросварные по ГОСТ 4015-58 изготовляются провальцовкой стальных листов с последующей автоматической электродуговой сваркой под слоем флюса продольного стыка.

В настоящее время трубы изготовляются наружным диаметром от 426 до 1620 *мм* с толщиной стенки от 5 до 14 *мм*. В ближайшие годы намечен выпуск труб большего размера 1520 и 1620 *мм*, снижение толщины стенки для труб малых размеров до 4 *мм* и выпуск труб больших размеров с толщиной стенки 16 *мм*.

Трубы стальные бесшовные холоднотянутые

Наружный диаметр, *мм*	Толщина													
	0,50	0,60	0,80	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,2
	Теоретический вес													
4	0,043	0,050	0,063	0,074	0,083									
5	0,055	0,065	0,083	0,099	0,112	0,124	0,134							
6	0,068	0,080	0,103	0,123	0,142	0,159	0,174	0,186	0.197					
7	0,080	0,095	0,122	0,148	0,172	0,193	0,213	0,230	0,247	0,260	0,277			
8	0,092	0,110	0,142	0,173	0,202	0,227	0,253	0,275	0,296	0,315	0.339			
9	0,105	0,125	0,162	0,197	0,231	0,262	0,292	0,319	0,345	0,369	0,401	0,427		
10	0,117	0,139	0,182	0,222	0,261	0,296	0,332	0,363	0,395	0,423	0,462	0,496	0,518	0,536
11	0,129	0,154	0,201	0,247	0,290	0,331	0,371	0,407	0,444	0,447	0,524	0,566	0,592	0,615
12	0,142	0,169	0,221	0,271	0,320	0,365	0,411	0,452	0,493	0,532	0,586	0,635	0,666	0,694
14	0,166	0,199	0,260	0,321	0,379	0,434	0,490	0,541	0,592	0,640	0,709	0,772	0,814	0,852
16	0,191	0,228	0,300	0,370	0,438	0,503	0,568	0,629	0,691	0,747	0,832	0,91	0,962	1,01
18	0,216	0,258	0,340	0,419	0,497	0,572	0,647	0,717	0,789	0,856	0,95	1,05	1,11	1,17
20	0,240	0,288	0,379	0,469	0,556	0,642	0,726	0,806	0,888	0,965	1,08	1,19	2,26	1,33
22	0,265	0,318	0,419	0,518	0,616	0,710	0,806	0,895	0,986	1,07	1,20	1,33	1,41	1,49
25	0,302	0,363	0,478	0,592	0,703	0,813	0,925	1,03	1,13	1,24	1,39	1,53	1,63	1,72
28	0,340	0,406	0,536	0,666	0,792	0,916	1,04	1,16	1,28	1,40	1,57	1,74	1,85	1,96
30	0,364	0,436	0,576	0,715	0,851	0,986	1,12	1,25	1,38	1,51	1,70	1,88	2,00	2,12
32	0,389	0,466	0,615	0,755	0,910	1,053	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	2,02	2,15	2,28
34	0,413	0,496	0,655	0,814	0,968	1,122	1,28	1,43	1,58	1,72	1,94	2,15	2,29	2,43
36	0,438	0,525	0,695	0,863	1,027	1,192	1,36	1,52	1,68	1,83	2,07	2,29	2,44	2,59
38	0,464	0,555	0,734	0,912	1,087	1,26	1,44	1,61	1,78	1,94	2,19	2,43	2,59	2,75
40	0,494	0,585	0,774	0,962	1,146	1,33	1,52	1,69	1,87	2,05	2,31	2,56	2,74	2,91
42				1,010	1,208	1,41	1,60	1,79	1,97	2,16	2,44	2,70	2,89	3,07
45				1,090	1,295	1,51	1,71	1,91	2,12	2,32	2,62	2,91	3,11	3,31
48				1,160	1,382	1,61	1,83	2,05	2,27	2,48	2,81	3,11	3,33	3,54
50				1,21	1,44	1,68	1,91	2,14	2,37	2,59	2,93	3,25	3,48	3,70
53				1,28	1,53	1,78	2,03	2,27	2,51	2,76	3,11	3,46	3,70	3,94
56				1,36	1,62	1,89	2,15	2,40	2,66	2,92	3,30	3,66	3,92	4,17
60				1,46	1,74	2,02	2,31	2,58	2,86	3,13	3,55	3,94	4,22	4,49
63				1,53	1,83	2,13	2,42	2,71	3,01	3.30	3,72	4,15	4,44	4,73
65				1,58	1,89	2,20	2,50	2,80	3,11	3.40	3,85	4,29	4,59	4,89
70				1,70	2,03	2,37	2,70	3,02	3,35	3,68	4,16	4,63	4,96	5,28
75				1,82	2,18	2,54	2,90	3,24	3,60	3,95	4,46	4,97	5,32	5,68
80						2,71	3,09	3,47	3,84	4,22	4,77	5,32	5,69	6,07
85						2,88	3,29	3,69	4,09	4,48	5,08	5,66	6,06	6,46
90						3,05	3,49	3,91	4,34	4,76	5,39	6,01	6,43	6,86
95						3,21	3,68	4,13	4,59	5,02	5,70	6,36	6,81	7,26
100						3,40	3,88	4,35	4,83	5,30	6,00	6,70	7,17	7,65
110						3,74	4,28	4,81	5,32	5,84	6,62	7,39	7,92	8,43
120							4,66	5,25	5,83	6,38	7,24	8,07	8,66	9,22
125								5,46	6,06	6,64	7,54	8,42	9,02	9,61
130											7,86	8,78	9,40	10,00
140													10,11	10,79
150													10,85	11,52
160														
170														
180														
190														
200														

* Сортамент труб приведен неполностью.

Таблица 6.

и холоднокатаные, по ГОСТ 8734—58 *

стенки, *мм*

1 *пог. м, кГ*

3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9	9,5	10	11	12
0,561															
0,647															
0,734	0,789														
0,906	0,986														
1,08	1,18	1,28	1,35												
1,25	1,38	1,50	1,60												
1,42	1,58	1,72	1,85	1,97	2.07										
1,60	1,77	1,94	2,10	2,24	2,37										
1,86	2,07	2,28	2,47	2,64	2,81	2,97	3,11								
2,11	2,37	2,61	2,84	3,05	3,26	3,45	3,63								
2,29	2,56	2,83	3,08	3,32	3,55	3,77	3,97	4,16	4,34						
2,46	2,76	3,05	3,33	3,59	3,85	4,09	4,32	4,53	4,74						
2,63	2,96	3,27	3,58	3,87	4,14	4,41	4,66	4,90	5,13						
2,81	3,16	3,50	3,82	4,14	4,44	4,73	5,01	5,27	5,52						
2,98	3,35	3,72	4,07	4,41	4,74	5,05	5,35	5,64	5,92	6,18	6,44				
3,15	3,55	3,94	4,32	4,68	5,03	5,37	5,70	6,01	6,31	6,60	6,88				
3,32	3,75	4,16	4,56	4,95	5,33	5,69	6,04	6,38	6,71	7,02	7,32				
3,58	4,04	4,49	4,93	5,36	5,77	6,17	6,56	6,94	7,30	7,65	7,99	8,32	8,63		
3,84	4,34	4,83	5,30	5,76	6,21	6,65	7,08	7,49	7,89	8,28	8,66	9,02	9,37		
4,01	4,54	5,05	5.55	6,04	6,51	6,97	7,42	7,86	8,29	8,70	9,10	9,49	9,86	10,59	11,25
4,27	4,83	5,38	5,92	6,44	6,95	7,45	7,94	8,42	8,88	9,33	9,77	10,19	10,60	11,39	12,13
4,53	5,13	5,71	6,29	6,85	7,40	7,93	8,40	8,97	9,47	9,96	10,43	10,90	11,34	12,21	13,02
4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	8,58	9,15	9,71	10,26	10,80	11,32	11,83	12,33	13,29	14,21
5,13	5,81	6,49	7,14	7,77	8,41	9,04	9,57	10,23	10,81	11,40	11,96	12,49	13,05	14,07	15,09
5,31	6,02	6,71	7,40	8,07	8,73	9,39	10,01	10,65	11,25	11,84	12,43	13,00	13,56	14,65	15,68
5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,18	10,88	11,56	12,23	12,89	13,54	14,17	14,80	16,01	17,16
6,17	7,00	7,82	8,62	9,41	10,18	10,96	11,71	12,48	13,17	13,91	14,61	15,30	15,99	17,31	18,65
6,60	7,49	8,37	9,24	10,07	10,91	11,75	12,59	13,39	14,15	14,96	15,71	16,45	17,22	18,66	20,10
7,04	7,98	8,93	9,86	10,75	11,65	12,55	13,45	14,31	15,13	16,01	16,85	17,63	18,45	20,01	21,60
7,47	8,47	9,49	10,47	11,42	12,39	13,35	14,31	15,22	16,11	17,05	17,95	18,79	19,67	21,43	23,08
7,90	8,98	10,04	11,10	12,14	13,17	14,19	15,19	16,18	17,16	18,13	19,09	20,03	20,96	22,79	24,56
8,32	9,46	10,59	11,71	12,77	13,87	14,95	16,03	17,09	18,09	19,15	20,15	21,15	22,19	24,14	26,04
9,19	10,46	11,70	12,93	14,19	15,40	16,60	17,75	19,00	20,08	21,30	22,50	23,54	24,70	26,85	29,00
10,06	11,44	12,93	14,30	15,51	16,89	18,20	19,50	20,85	22,10	23,40	24,70	25,89	27,20	29,57	31,96
10,50	11,91	13,37	14,80	16,15	17,55	19,02	20,35	21,73	23,08	24,42	25,75	27,06	28,36	30,92	33,44
10,92	12,43	13,92	15,48	16,88	18,35	19,80	21,20	22,70	24,10	25,50	26,90	28,23	29,70	32,27	34,92
11,80	13,42	15,05	16,65	18,24	19,83	21,40	22,96	24,51	26,04	27,57	29,08	30,57	32,06	34,99	37,88
12,65	14,39	16,11	17,85	19,55	21,25	23,00	24,68	26,36	28,01	29,66	31,29	32,91	34,52	37,71	40,84
13,51	15,38	17,25	19,09	20,90	22,79	24,60	26,41	28,20	29,99	31,76	33,51	35,26	36,99	40,42	43,80
14,31	16,31	18,35	20,30	22,25	24,27	26,21	28,14	30,05	31,96	33,85	35,73	37,60	39,46	43,13	46,76
15,20	17.30	19,50	21,59	23,67	25,75	27,81	29,87	31,91	33,93	35,95	37,95	39,95	41,92	45,85	49,72
	18,29	20,60	22,80	25,02	27,22	29,41	31,59	33,75	35,90	38,04	40,17	42,28	44,39	48,56	52,67
	19,67	21,65	24,00	26,38	28,70	31,02	33,32	35,60	37,88	40,14	42,39	44,63	46,85	51,27	55,63

Таблица 6.9

Допускаемые отклонения по размерам холоднотянутых и холоднокатаных труб по ГОСТ 8734—58

Размеры труб	Точность изготовления	
	обычная	повышенная
По наружному диаметру		
При диаметре:		
от 4 до 10 *мм*	±0,15 *мм*	±0,1 *мм*
свыше 10 до 30 *мм*	±0,3 *мм*	±0,15 *мм*
» 30 до 50 *мм*	±0,4 *мм*	±0,2 *мм*
» 50 *мм*	±0,8 *мм*	±0,5 *мм*
По толщине стенки		
При толщине стенки		
до 1 *мм*	±0,12 *мм*	±0,1 *мм*
свыше 1 до 5 *мм*	±10,0%	±7,5%
» 5 *мм*	±8,0%	±6,0%

Таблица 6.10

Механические свойства труб в состоянии поставки из стали по ГОСТ 380—57 (III группа) и ГОСТ 1050—57 (группа углеродистых сталей)

Марка стали	Предел текучести	Временное сопротивление разрыву	Относительное удлинение, %
	*кГ/мм*², не менее		
М09	—	30	26
М12	20	33	25
М16	22	36	24
М18а	23	38	23
М21а	24	40	22
М26а	26	44	20
М31а	27	48	19
10	20	34	26
15	22	38	25
20	24	42	23
25	26	46	21
30	28	50	20
35	30	54	19
40	32	58	17

Таблица 6.11

Механические свойства труб из стали I группы по ГОСТ 380-57

Марка стали	Предел текучести	Временное сопротивление разрыву	Относительное удлинение, %
	*кГ/мм*², не менее		
Ст. 2	20	32	25
Ст. 3	23	38	23
Ст. 4	24	40	21
Ст. 4а	25	44	20

Таблица 6.12

Трубы стальные электросварные по ГОСТ 1753-53

Наружный диаметр, *мм*	Толщина стенки, *мм*										
	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5	2,75	3
	Теоретический вес 1 *пог. м* труб (при уд. весе стали 7,85), *кГ*										
(5)	0,055	0,079	0,099								
(6)	0,068	0,097	0,123								
6,3	0,072	0,103	0,131								
(7)	0,080	0,116	0,148								
8	0,092	0,134	0,173	(0,208)							
(9)	0,105	0,153	0,197	0,239							
10	0,117	0,171	0,222	(0,270)							
(11)	0,129	0,189	0,247	0,301							
12	0,142	0,208	0,271	0,331	(0,388)						
(13)		0,227	0,296	0,362	0,425						
(14)		0,245	0,321	0,393	0,462						
15		0,264	0,345	0,424	(0,499)						
16		0,282	0,370	0,455	(0,536)						
(17)		0 301	0,395	0,486	(0,573)						
18		0,319	0,419	0,416	(0,610)	(0,701)	(0,798)				
(19)		0,338	0,444	0,547	0,647	0,744	0,838				
20		0,356	0,469	0,578	(0,684)	(0,788)	(0,888)				
(21)			0,493	0,609	0,721	0,831	0,937				
22			0,518	0,640	0,758	0,874	0,986				
(23)			0,543	0,670	0,795	0,917	1,04	1,15	1,26		
24			0,567	0,701	(0,832)	(0,960)	(1,09)	(1,21)	(1,33)		
25			0,592	0,732	0,869	1,00	1,13	1,26	1,39		
(26)			0,617	0,763	0,906	1,05	1,18	1,32	1,45		
(27)			0,641	0,794	0,943	1,09	1,23	1,37	1,51		
28			0,660	0,825	(0,980)	(1,13)	(1,28)	(1,43)	(1,57)		
29			0,691	0,855	1,02	1,18	1,33	1,48	1,63		
30			0,715	0,886	(1,05)	(1,22)	(1,38)	(1,54)	(1,70)		
(31)			0,740	0,917	1,09	1,26	1,43	1,60	1,76		
32				0,948	1,13	1,31	1,48	1,65	1,82	1,98	2,15
33				0,979	1,17	1,35	1,53	1,71	(1,88)		
(34)				1,01	1,20	1,39	1,58	1,76	1,94		
(35)				1,04	1,24	1,43	1,63	1,82	2,00		
(36)				1,07	1,28	1,48	1,68	1,87	2,07		
(37)				1,10	1,31	1,52	1,73	1,93	2,13		

Наружный диаметр, *мм*	Толщина стенки, *мм*															
	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5	2,75	3	3,25	3,5	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
	Теоретический вес 1 *пог. м* труб (при уд. весе стали 7,85), *кГ*															
38	1,13	1,35	1,56	1,78	1,98	2,19	2,39	2,59								
(39)	1,16	1,39	1,61	1,82	2,04	2,25										
40		1,42	1,65	1,87	2,09	(2,31)										
(41)		1,46	1,69	1,92	2,15	2,37										
(42)		1,50	1,74	1,97	2,21	2,44										
(43)		1,54	1,78	2,02	2,26	2,50										
44,5		1,59	1,85	2,10	2,34	2,59	2,83	3,07								
(46)		1,65	1,91	2,17	2,43	2,68										
(47)		1,68	1,95	2,22	2,48	2,74										
(48)		1,72	2,00	2,27	2,54	2,81										
51		1,83	2,13	2,42	2,71	2,99	3,27	3,55	3,83	4,10						
53		1,91	2,21	2,52	2,82											
(54)		1,94	2,25	2,56	2,87	3,18										
57		2,05	2,38	2,71	3,04	3,36	3,68	4,00	4,31	4,62						
60		2,16	2,51	2,86	3,20	3,55	3,88	4,22	4,55	4,88						
63,5		2,29	2,66	3,03	3,40	3,76	4,12	4,48	4,83	5,18						
70		2,53	2,95	3,35	3,76	4,16	4,56	4,96	5,35	5,74						
76		2,76	3,20	3,65	4,09	4,53	4,97	5,40	5,83	6,26	6,68	7,10	7,51	7,93		
83			3,51	4,00	4,48	4,96	5,44	5,92	6,39	6,86	7,33	7,79	8,25	8,71		
89				4,29	4,81	5,33	5,85	6,36	6,87	7,38	7,88	8,38	8,88	9,38	9,87	
95				4,59	5,15	5,70	6,26	6,81	7,35	7,90	8,44					
102				4,93	5,53	6,13	6,73	7,32	7,91	8,50	9,09	9,67	10,25	10,82	11,39	11,96
108								7,77	8,40	9,02	9,64	10,26				
114								8,21	8,88	9,54	10,20	10,85	11,50	12,15	12,80	13,44
121								8,73	9,44	10,14	10,84	11,54	12,24			
127								9,17	9,92	10,66	11,40	12,13	12,87	13,59	14,32	15,04
133										11,18	11,95	12,73		14,26	15,02	15,78
140										11,78	12,60	13,42	14,23	15,04	15,84	16,65
152										12,82	13,71	14,60	15,49	16,37	17,25	18,13

Примечание. Трубы, диаметр или вес которых заключен в скобки, изготовляются волочеными; трубы наружным диаметром не более 63,5 *мм* с толщиной стенки не более 2,5 *мм* (за исключением взятых в скобки) изготовляются как волочеными, так и неволочеными; остальные трубы изготовляются неволочеными.

Таблица 6.13

Допускаемые отклонения по наружному диаметру труб по ГОСТ 1753-53

Наружный диаметр труб, *мм*	Точность изготовления труб		
	обычная	повышенная	высокая
До 20	±0,3 *мм*	±0,20 *мм*	±0,10 *мм*
Свыше 20 до 30	±0,5 *мм*	±0,25 *мм*	±0,10 *мм*
» 30 » 40	±0,5 *мм*	±0,30 *мм*	±0,15 *мм*
» 40 » 51	±0,5 *мм*	±0,35 *мм*	±0,20 *мм*
» 51	±1%	±0,8%	±0,5%

Таблица 6.14

Допускаемые отклонения по толщине стенки труб по ГОСТ 1753-53

Толщина стенки, *мм*	Точность изготовления труб	
	высокая (в *мм*)	обычная
0,5	+0,03 −0,05	±0,1 *мм*
0,75	+0,04 −0,07	
Свыше 0,75 до 1,25	+0,05 −0,09	
» 1,25 » 1,5	+0,06 −0,11	
» 1,5 » 2,25	+0,07 −0,13	±10%
» 2,25 » 3	+0,08 −0,16	±10%
» 3 » 4	+0,10 −0,20	

Таблица 6.15

Механические свойства стальных электросварных труб по ГОСТ 1753—53

Трубы мягкие (М)		Трубы полутвердые (П)		Трубы твердые (Т)	
Предел прочности, *кГ/мм²*	Относительное удлинение для длинного образца, %	Предел прочности, *кГ/мм²*	Относительное удлинение для длинного образца, %	Предел прочности, *кГ/мм²*	Относительное удлинение для длинного образца, %
32	20	38	12	40	5
36	18	41	10	45	4
40	17	45	8	50	3
34	20	36	12	—	—
38	18	40	10	—	—
42	17	44	8	—	—

Сортамент выпускаемых промышленностью электросварных труб приведен в табл. 6.16. Допускаемые отклонения по толщине стенки соответствуют отклонениям для толщины стальных листов, применяемых для изготовления труб и укладываются в пределы, приведенные в табл. 6.17.

Таблица 6.16

Сортамент стальных электросварных труб по ГОСТ 4015—58

Условный проход $D_у$, *мм*	Наружный диаметр, *мм*: номинальный	Наружный диаметр, *мм*: допустимое отклонение	Толщина стенки, *мм*: 5	6	7	8	9	10	11	12	14
			Теоретический вес 1 *пог. м* трубы, *кГ*								
400	426	±4,5	51,91	62,15	72,33	82,47	92,56	102,6	112,6	122,5	
450	478	±5,0	58,33	69,84	81,31	92,73	104,1	115,4	126,7	137,9	
500	529	±5,5		77,39	90,11	102,9	115,4	128,0	140,5	153,0	
600	630	±6,5		92,33	107,5	122,7	137,8	152,9	167,9	182,9	
700	720	±6,5			123,1	140,5	157,8	175,1	192,3	209,5	
800	820	±7,0			140,3	160,2	180,0	199,8	219,5	239,1	287,3
900	920	±7,5			157,6	179,9	202,2	224,4	246,6	268,7	312,8
1000	1020	±8,5				199,7	224,4	249,1	273,7	298,3	347,3
1100	1020	±9,0				219,4	246,6	273,7	300,8	327,9	381,9
1200	1220	±9,0					268,8	298,4	328,0	357,5	416,4
1400	1420	±9,5						347,7	382,2	416,7	485,4

Таблица 6.17

Допускаемые отклонения (*мм*) по толщине стальных листов, применяемых для изготовления электросварных труб (ГОСТ 5681—57)

Толщина	Ширина: 600—1000	1001—1500	1501—1700	1701—1800	1801—2000	2001—2300	2301—2500	2501—2600
4	±0,4	+0,5 −0,4	+0,6 −0,4	+0,6 −0,4				
5—5,5	+0,3 −0,5	+0,4 −0,5	±0,5	±0,5	+0,7 −0,5			
6—7	+0,3 −0,6	+0,4 −0,6	+0,4 −0,6	+0,5 −0,6	+0,7 −0,6	+0,9 −0,6		
8—10	+0,2 −0,8	+0,3 −0,8	+0,3 −0,8	+0,4 −0,8	+0,6 −0,8	±0,8	+0,9 −0,8	+1,0 −0,8
11—25	+0,2 −0,8	+0,3 −0,8	+0,3 −0,8	+0,4 −0,8	+0,6 −0,8	±0,8	+0,9 −0,8	+1,0 −0,8

Длина (*м*) выпускаемых труб составляет: для труб группы А 10—24; для труб группы В 5—24.

Концы труб на длине не менее 200 *мм* должны быть калиброваны с допускаемыми отклонениями по наружному диаметру согласно табл. 6.18.

Таблица 6.18

Предельные допускаемые отклонения по наружному диаметру калиброванных концов электросварных труб

Наружный диаметр труб, *мм*	Группа труб	
	А	В
До 720	±2	±3
Свыше 720 до 1020	±3	±4
» 1020 » 1220	±4	±6
» 1220	±5	±7

Овальность концов труб (разность между наибольшим и наименьшим наружным диаметром в одном сечении) не должна превышать допуска (суммы допускаемых отклонений + и —), установленного для этих концов.

Допускаемая овальность концов для труб с толщиной стенки менее 0,01 $D_у$ устанавливается соглашением сторон. Кривизна труб не должна превышать 1,5 *мм* на 1 *пог. м*.

Для городских газопроводов рекомендуется применять трубы группы А, изготовленные из листовой стали III группы согласно ГОСТ 380—57 (табл. 6.3 и 6.5).

Трубы группы В могут допускаться для изготовления футляров. Поставляемые трубы должны быть без трещин, плен, рванин и закатов. Незначительные забоины, вмятины, мелкие риски, тонкий слой окалины и следы зачистки и заварки допускаются при условии, что они не выводят толщину стенки труб за пределы допускаемых минусовых отклонений согласно табл. 6.17.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом или по указанию потребителя иметь фаску с торцевым кольцом под сварку.

Продольный сварной шов должен быть плотным — без раковин, свищей, трещин и других дефектов. Высота наружного усиления шва не должна превышать для группы А — 3 *мм*, а для группы В—4 *мм*.

Прочность сварного соединения должна быть не менее нижнего предела прочности основного металла. Все трубы должны подвергаться гидравлическому испытанию и выдерживать без образования течи, потения или выпучивания давление, равное

$$P = \frac{200 \cdot S \cdot R}{D_{вн}}\ кГ/см^2,$$

где S — минимальная толщина стенки, *мм*;

R — допускаемое напряжение, $кГ/мм^2$ (принимаемое равным 85% предела текучести);

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, *мм*.

По ГОСТ 4015—58 в последние годы получило широкое распространение производство электросварных труб из низколегированных конструкционных сталей по ГОСТ 5058—57.

При этом наибольшее применение получили стали марок: кремнемарганцовомедистая 10Г2СД(МК), хромокремнемарганцовая 14ХГС и марганцовая 19Г. В ближайшее время намечено также производство труб из марганцевой стали марки 24Г. Высокий предел текучести сталей

этих марок позволил резко снизить толщину стенок труб и как следствие расход металла на их изготовление.

Технологический процесс производства труб из этих сталей на одном из основных трубных заводов СССР состоит из следующих операций: правка и обрезка листов, строжка кромок, загибка краев, формовка труб и, наконец, автоматическая двусторонняя сварка под слоем флюса со скоростью 1—4 *м/сек*.

При последующих операциях производят обрезку трубы, ее экспандирование (гидравлическое расширение), проверку гамма-графированием сварного шва, окраску и сушку.

Процесс экспандирования заключается в следующем: трубу помещают в специальный толстостенный стальной цилиндр, вставляют заглушки, служащие одновременно для калибровки концов, и создают в трубе гидравлическое давление до 100—120 $кГ/см^2$. Находясь под этим давлением, металл растягивается на 1,6—2,2% и упрочняется. Одновременно при этом происходит калибровка трубы по всей ее поверхности и испытание на внутреннее давление.

Химический состав сталей приведенных марок характеризуется данными табл. 6,19, а механические свойства стали в состоянии поставки — данными табл. 6.20.

Таблица 6.19

Химический состав некоторых низколегированных сталей по ГОСТ 5058—57

Марка стали	Содержание элементов, %					
	Углерод	Кремний	Марганец	Хром	Никель	Медь
МК	≤0,12	0,8—1,1	1,3—1,65	≤0,30	0,30	0,15—0,30
14ХГС	0,11—0,17	0,4—0,7	0,9—1,3	0,5—0,80	0,30	≤0,30
19Г	0,16—0,22	0,2—0,4	0,7—1,0	≤0,30	0,30	≤0,30
24Г	0,21—0,28	0,2—0,4	0,7—1,0	≤0,30	0,30	≤0,30

Примечание. Содержание серы и фосфора не более 0,04% каждого в отдельности.

Таблица 6.20

Механические свойства некоторых низколегированных сталей по ГОСТ 5058—57

Марка стали	Временное сопротивление	Предел текучести	Относительное удлинение, %
	$кГ/мм^2$, не менее		
МК	50	35	18
14ХГС	50	35	18
19Г	46	29	18
24Г	49	33	18

Трубы из приведенных марок стали рекомендуется применять на наиболее ответственных участках городских газопроводов высокого и среднего давлений.

Трубы стальные водогазопроводные (газовые) по ГОСТ 3262-55 изготовляются из мягкой хорошо сваривающейся стали по ГОСТ 380—57 или ГОСТ 1050 — 57 методом печной сварки в стык или в накладку, электросваркой, а также бесшовными. Марка стали и способ производства труб обычно устанавливается заводом-изготовителем в зависимости от его возможностей и оснастки.

Сортамент выпускаемых водогазопроводных труб приведен в табл. 6.21. По толщине стенки трубы выпускаются обыкновенными, усиленными и облегченными. Облегченные трубы поставляются по требованию потребителя диаметром более 50 *мм* с толщиной стенки на 0,75 *мм* меньшей, чем для обыкновенных труб. По качеству поверхности трубы поставляются черными (неоцинкованными) и оцинкованными по всей наружной и внутренней поверхности.

Таблица 6.21

Сортамент выпускаемых водогазопроводных труб по ГОСТ 3262—55

Условный проход		Наружный диаметр, *мм*	Трубы				Резьба				Приближенный вес муфты на 1 *м* трубы из расчета 1 муфты на 6 *м*, *кГ*
			обыкновенные		усиленные		наружный диаметр в основной плоскости, *мм*	число ниток на дюйм	длина до сбега		
мм	дюймы		толщина стенки, *мм*	теоретический вес 1 *м* (без муфт), *кГ*	толщина стенки, *мм*	теоретический вес 1 *м* (без муфт), *кГ*			конической резьбы, *мм*	цилиндрической резьбы, *мм*	
8	1/4	13,5	2,25	0,62	2,75	0,73	—	—	—	—	—
10	3/8	17	2,25	0,82	2,75	0,97	—	—	—	—	—
15	1/2	21,25	2,75	1,25	3,25	1,44	20,956	14	15	14	0,01
20	3/4	26,75	2,75	1,63	3,5	2,01	26,442	14	17	16	0,02
25	1	33,5	3,25	2,42	4	2,91	33,250	11	19	18	0,03
32	1 1/4	42,25	3,25	3,13	4	3,77	41,912	11	22	20	0,04
40	1 1/2	48	3,5	3,84	4,25	4,58	47,805	11	23	22	0,06
50	2	60	3,5	4,88	4,5	6,16	59,616	11	26	24	0,09
70	2 1/2	75,5	3,75	6,64	4,5	7,88	75,187	11	30	27	0,13
80	3	88,5	4	8,34	4,75	9,81	87,887	11	32	30	0,2
100	4	114	4	10,85	5	13,44	113,034	11	38	36	0,4
125	5	140	4,5	15,04	5,5	18,24	138,435	11	41	38	0,6
150	6	165	4,5	17,81	5,5	21,63	163,836	11	45	42	0,8

Обычно трубы поставляются без резьбы и муфт. Однако по требованию потребителя трубы условным проходом более 10 *мм* могут поставляться с цилиндрической или конической резьбой на обоих концах и с муфтами (стальными или из ковкого чугуна) с той же резьбой из расчета одной муфты на каждую трубу.

По требованию потребителя безрезьбовые трубы с условным проходом более 70 *мм* могут поставляться со скошенными кромками и притуплением для сварки.

Длины изготовляемых черных труб без резьбы укладываются в пределы 4 ÷ 12 *м*, а длины черных труб с резьбой и оцинкованных — 4 ÷

$\div$ 8 *м*. При этом в каждой партии допускается наличие укороченных труб (2 $\div$ 4 *м*) в количестве до 5%.

По требованию потребителя трубы могут поставляться определенной (мерной) длины или кратной ей, длиной до 8 *м* с допускаемым отклонением на каждый рез +5 *мм* и на всю длину +10 *мм*.

Допускаются следующие отклонения от размеров, приведенных в табл. 6.21: по наружному диаметру для труб с условным проходом до 40 *мм* $\pm$0,5 *мм*, для труб с условным проходом более 40 *мм* $\pm$1,0%; по толщине стенки в любом ее месте — минус 15% номинальной толщины. Отклонения в плюсовую сторону ограничивается допускаемым отклонением по весу, которое должно составлять: для отдельной трубы +12%; для партии труб +8%.

Все водогазопроводные сварные трубы должны выдерживать испытание гидравлическим давлением, равным 20 *кГ/см²* для обыкновенных и облегченных труб и 30 *кГ/см²* для усиленных. Бесшовные трубы должны выдерживать испытание гидравлическим давлением, указанным для труб по ГОСТ 8732—58 (формула 6.1).

Кроме гидравлического испытания трубы с условным проходом до 50 *мм* включительно должны подвергаться испытанию на загиб в нагретом состоянии вокруг оправки радиусом, равным трем наружным диаметрам и в холодном — вокруг оправки радиусом, равным шести наружным диаметрам труб.

При наличии резьбы на трубах она должна соответствовать требованиям ГОСТ: цилиндрическая — ГОСТ 6357—52, коническая — ГОСТ 6211—52. Резьба должна быть чистой, без рванин, заусенцев и других дефектов. Уменьшение нормальной высоты профиля резьбы не должно превышать 15%.

На цилиндрической резьбе допускается наличие ниток с сорванной или неполной резьбой, если их суммарная длина не превышает 10% от всей длины резьбы, а также уменьшение полезной длины резьбы до 15% против данных табл. 6.21.

Трубы со спирально-сварным швом и плоскосворачиваемые трубы. Достоинством этих труб является их большая длина, а также значительно более низкие напряжения в спиральных швах относительно продольных. Это создает условия для изготовления высокоэкономичных тонкостенных труб. Трубы формируются из ленточной листовой стали и свариваются автоматической сваркой под слоем флюса на медном башмаке.

До настоящего времени была организована только односторонняя сварка с наружной стороны, что приводило к непровару, достигающему в отдельных случаях 20 и более процентов от толщины стенки ленты. Это не позволяло использовать трубы для строительства городских газопроводов.

В ближайшее время намечается освоить двустороннюю сварку, что даст возможность использования труб со спирально-сварным швом не только для городских, но и магистральных газопроводов.

Плоскосворачиваемые трубы изготовляют из двух стальных лент, которые на специальном стане свариваются кромками с помощью роликовой контактной или автоматической дуговой сварки. По мере сварки плоские трубы сворачиваются в рулоны диаметром 1,5—2,5 *м* весом до 5 и более тонн.

На месте строительства рулоны разматываются и нагнетаются для придания цилиндрической формы воздухом или водой под давлением 10—15 *кГ/см²*.

При весе рулона в 5 *т* длина труб (*м*) в зависимости от толщины стенки составляет:

Внутренний диаметр, *мм*	Толщина стенки, *мм*			
	1,5	2,0	3,0	4,0
100	1120	840	560	420
200	800	600	400	300
300	400	300	200	150

При развитии производства и совершенстве технологии изготовления плоскосворачиваемые трубы могут получить применение для транспорта газа низкого и среднего давлений, в особенности при прокладке наружных газопроводов. Их применение позволит также в рекордно короткие сроки прокладывать подводные переходы независимо от их длины.

Алюминиевые трубы. В качестве материала для алюминиевых труб используют: чистый алюминий (Al > 99%) марок АВ-0, АВ-00 и АД; магналий, представляющий собой сплав алюминия с магнием (предел текучести 12—14 *кГ/мм*²) и авиаль — сплав алюминия с магнием, марганцем, медью и кремнием (предел текучести 18—24 *кГ/мм*²). Намечено также производство высокопрочного сплава алюминия с цинком и магнием, обладающего пределом текучести 40—50 *кГ/мм*².

Алюминиевые трубы изготовляются прессовкой слитков, их раскаткой и вальцовкой с последующей сваркой продольных кромок.

В настоящее время алюминиевые трубы выпускаются по ГОСТ 1947—46 диаметром 25—280 *мм*, длиной 10—15 *м* с толщиной стенки 10—15 *мм*. Освоено также производство труб диаметром 420 *мм* с толщиной стенки 16 *мм*.

Большим достоинством алюминиевых труб является их небольшой вес и высокая стойкость к почвенной коррозии, позволяющая укладывать газопроводы во всех грунтах, кроме щелочных, без защиты изолирующими покрытиями.

2. Запорные устройства

Основными видами запорной арматуры на газопроводах являются краны и задвижки. Вентили в силу оказываемых ими больших потерь давления и неудобства пользования имеют ограниченное применение.

Кроме указанной запорной арматуры, в ряде городов получили распространение гидравлические затворы (гидрозатворы), применяемые исключительно на газопроводах низкого давления. Краны, задвижки и вентили служат как для полного прекращения потока газа, так и для изменения его величины до необходимых в эксплуатации пределов.

Гидрозатворы используются только для полного прекращения потока газа.

Ниже приводится краткая характеристика различных видов запорных устройств и областей их применения.

Краны общего назначения. Краны являются самым распространенным видом отключающей арматуры на газопроводах малых размеров. Ими широко пользуются также для эксплуатационно необходимого ограничения потока газа, поступающего в газовые горелки приборов и установок.

Запорный орган крана выполняется в виде вращающейся вокруг своей оси конической пробки, притертой к гнезду в корпусе (конусность корпуса крана и пробки 1 : 7). По конструкции герметизирующего пробку устройства краны разделяются на натяжные и сальниковые. У натяжных кранов уплотнительные поверхности пробки и корпуса прижимаются друг к другу усилием, создаваемым гайкой, навинчивающейся на хвостовик пробки.

С этой целью в кранах предусматривается запас на натяг пробки по высоте в следующих размерах:

Условный проход $D_у$	Запас на натяг *мм*, не более
10, 15 и 20	2
25 и 32	3
40 и более	4

В сальниковых кранах уплотнительные поверхности прижимаются давлением сальниковой буксы через набивку на верхний буртик конусной пробки. Для возможности отжима пробки эти краны с $D_у$ — 40 *мм* и более снабжаются отжимными болтами.

По применяемому материалу краны разделяются на бронзовые, латунные и из серого чугуна марки не ниже СЧ 15-32. По согласованию с заказчиком и органами надзора могут изготавливаться комбинированные краны с чугунным корпусом и с латунной или бронзовой пробкой.

Бронзовые и латунные краны применяются при частом пользовании (например при установке на газовых приборах и на подводящих газопроводах к ним), а чугунные и комбинированные при редком пользовании (например отключение газопроводов газоснабжаемых квартир).

По конструкции присоединительных элементов краны разделяются на муфтовые, цапковые и фланцевые.

Муфтовые краны соединяются с газопроводом на трубной резьбе ввертыванием в муфты отрезков труб. Такой способ присоединения требует дополнительной установки на газопроводах сгонов, для возможности демонтажа кранов при их ремонте. Указанного недостатка лишены цапковые натяжные краны, однако изготовляются они только диаметром 15 и 20 *мм*. Фланцевые краны соединяются на фланцах. Уплотнительные поверхности фланцев кранов должны быть перпендикулярны к осевой линии прохода и взаимно параллельны. Отклонение от перпендикулярности не должно превышать 3°, а отклонение от параллельности должно быть не более 0,2 *мм* на каждые 100 *мм* диаметра уплотнительной поверхности фланца.

Резьба на муфтовых и цапковых кранах должна быть чистой, без надрывов, забоин и заусенцев, причем отклонение оси резьбы одного муфтового конца от оси резьбы другого конца не должно превышать 3°. Для трехходовых кранов угол между муфтовыми концами должен быть 90°, а допускаемое отклонение по углу не более 3°.

В кранах, предназначенных для газопроводов, должны устанавливаться упоры, ограничивающие поворот пробки в пределах 90° от полного открытия до полного закрытия крана.

В кранах, имеющих пробку с квадратом под ключ, на торце квадрата должны быть нанесены четко видимые риски, указывающие расположение проходных отверстий в пробке.

В кранах, имеющих пробку с барашком, направление барашка должно соответствовать направлению прохода в пробке.

В собранных кранах должна быть обеспечена легкость и плавность поворота пробки; притертые поверхности корпуса и пробки для облегчения поворота пробки и предотвращения заеданий и задиров должны быть протерты насухо и покрыты тончайшим слоем безкислотной смазки.

Все выпускаемые заводом-изготовителем краны должны подвергаться гидравлическим испытаниям на прочность и плотность материала и на герметичность уплотнительных поверхностей в соответствии с нормами ГОСТ 356—52 (табл. 6.22).

Таблица 6.22

Давления условные пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов по ГОСТ 356—59 (*кГ/см²*)

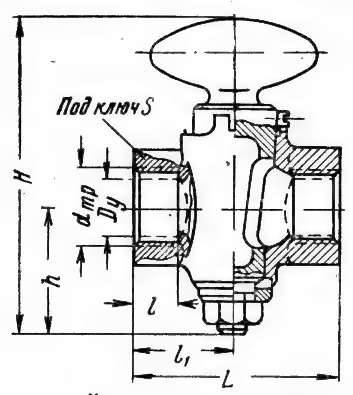
Давления рабочие наибольшие при температурах среды	Давления условные							
	1,0	2,5	4,0	6,0	10,0	16,0	25,0	40,0
	Давления пробные							
	2,0	4,0	6,0	9,0	15,0	24,0	38,0	60,0
Арматура и соединительные части из серого и ковкого чугуна при t,								
$\leqslant 120°$ C	1,0	2,5	4,0	6,0	10,0	16,0	25,0	40,0
$\leqslant 200°$ C	1,0	2,5	3,6	5,5	9,0	15,0	23,0	36,0
$\leqslant 250°$ C	1,0	2,0	3,4	5,0	8,0	14,0	21,0	34,0
$\leqslant 300°$ C	1,0	2,0	3,2	5,0	8,0	13,0	20,0	32,0
Арматура и соединительные части из латуни и бронзы при t								
$\leqslant 120°$ C	1,0	2,5	4,0	6,0	10,0	16,0	25,0	40,0
$\leqslant 200°$ C	1,0	2,0	3,2	5,0	8,0	13,0	20,0	32,0
$\leqslant 250°$ C	0,7	1,7	2,7	4,0	7,0	11,0	17,0	27,0
Арматура и соединительные части из углеродистой стали (содержание углерода $\leqslant 0,3$) при t								
$\leqslant 200°$ C	1,0	2,5	4,0	6,0	10,0	16,0	25,0	40,0
$\leqslant 225°$ C	1,0	2,4	3,8	5,6	9,5	15,0	24,0	38,0
$\leqslant 250°$ C	0,9	2,2	3,6	5,3	9,0	14,0	22,0	36,0
$\leqslant 275°$ C	0,9	2,1	3,4	5,0	8,5	13,0	21,0	34,0
$\leqslant 300°$ C	0,8	2,0	3,2	4,8	8,0	12,5	20,0	32,0
$\leqslant 325°$ C	0,8	1,9	3,0	4,5	7,5	12,0	19,0	30,0
$\leqslant 350°$ C	0,7	1,8	2,8	4,2	7,0	11,0	18,0	28,0

Примечание. Пробные давления, определяющие прочность и плотность материала, производятся водой при температуре ниже 100° С.

Кроме гидравлического испытания краны, предназначенные для газопроводов, должны подвергаться испытанию на герметичность воздухом давлением 1,25 от максимального рабочего давления, но не ниже 0,5 *кГ/см²*. При испытании на герметичность пробка крана должна устанавливаться в положение «закрыто» и давление должно подаваться в один из патрубков при открытом втором патрубке.

Кран считается герметичным, если в течение не менее 1 минуты не наблюдается падения давления или воздушных пузырьков при погружении крана в ванну с водой.

Контрольная проверка на прочность и плотность материала и герметичность производится отбором из поставляемой партии 10% кранов, но не менее 3 штук. При неудовлетворительном результате какой-либо проверки производится повторная проверка удвоенного количества образцов, взятых из той же партии. В случае неудовлетворительного результата повторной проверки в отношении хотя бы одного крана вся партия кранов должна браковаться.



Каждая поставляемая партия кранов должна снабжаться документом, удостоверяющим соответствие кранов ГОСТ 7520—55 и включающим: наименование завода-изготовителя, наименование кранов и их условные проходы, наименование материала основных деталей крана и результаты проведенных испытаний.

Конструктивное устройство распространенных кранов, их основные характеристики и присоединительные размеры. Краны газовые муфтовые натяжные 11Б10бк (рис. 6.1, табл. 6.23) применяются для установки на внутриобъектовых газопроводах, преимущественно перед газовыми приборами и установками при их частом пользовании.

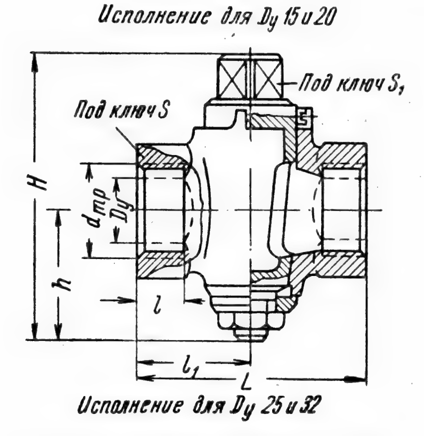


Рис. 6.1. Кран газовый муфтовый 11Б10 бк.

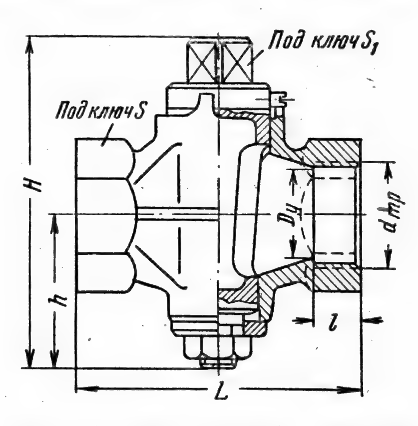


Рис. 6.2. Кран газовый муфтовый 11ч 3бк.

Корпус и пробка кранов изготовляются из латуни, а шайба и гайка — из стали. Барашек или риска на торце квадрата указывают направление прохода в пробке крана.

Корпуса кранов снабжены упорами, ограничивающими поворот пробки в пределах 90°.

Краны изготовляются на давления: $P_у = 1$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 2$ *кГ/см²* и $P_р$ при $t \leqslant 50°$ С $= 0{,}1$ *кГ/см²*. *

* В настоящее время осваивается производство натяжных газовых муфтовых латунных кранов типа 11Б11бк $D_у = 15$, 20, 25 и 32 *мм*, рассчитанных на рабочее давление до 1,0 *кГ/см²*. Эти краны аналогичны кранам 11Б10бк и отличаются от них увеличенными размерами перекрытий.

Таблица 6.23

Основные габаритные и присоединительные размеры кранов 11Б10бк

Условный проход $D_у$, *мм*	$d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*							Вес, *кГ*
		L	l	l_1	S	S_1	h	H	
15	$^1/_2$	55	12	27	27	—	32	86	0,37 *
20	$^3/_4$	65	14	32	32	—	40	102	0,54 *
25	1	80	16	40	41	17	45	101	0,9 **
32	$1^1/_4$	95	18	47	50	19	55	122	1,6 **

Краны газовые муфтовые натяжные 11ч3бк (рис. 6.2, табл. 6.24)

Таблица 6.24

Основные габаритные и присоединительные размеры кранов 11ч3бк

Условный проход $D_у$, *мм*	$d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кГ*
		L	l	S	S_1	h	H	
40	$1^1/_2$	130	22	60	22	70	150	2,25
50	2	150	24	75	27	85	181	3,7
70	$2^1/_2$	180	26	90	32	112	237	7,1

применяются для установки на газопроводах при достаточно редком пользовании. Корпус и пробка кранов изготовляются из серого чугуна, шайба — из стали или чугуна, а винт и гайка — из стали.

На торце квадрата пробки нанесена риска, указывающая направление прохода в пробке. В корпусе крана предусмотрены упоры, ограничивающие поворот пробки в пределах 90°.

Краны изготовляются на те же давления, что и краны 11Б10бк.

Краны проходные сальниковые муфтовые 11ч6бк (рис. 6.3, табл. 6.25) применяются на промышленных трубопроводах для воды, нефти и масел. При соответственной притирке и удовлетворении нормам при испытании воздухом на герметичность могут применяться и для газа при нечастом использовании.

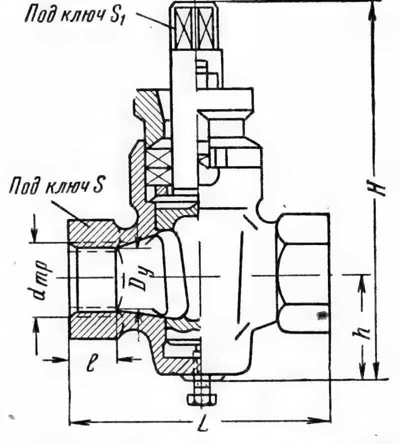


Рис. 6.3. Краны проходные сальниковые муфтовые 11ч6бк и 11Б5бк.

Корпус, пробка и сальник изготовляются из чугуна, а болты и гайки — из стали. Для набивки сальника применяется просаленная пенька. На торце квадрата пробки нанесена риска, указывающая направление прохода в пробке. Краны с условным проходом $D_у$ 40 *мм* и более снабжены отжимным болтом. Краны изготовля-

* Пробка с барашком.

** Пробка с квадратом.

Таблица 6.25

Габаритные и присоединительные размеры кранов 11ч6бк

Условный проход D_y	$d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кГ*
		L	l	S	S_1	h	H	
15	1/2	80	14	30	11	30	112	0,75
20	3/4	90	16	36	14	34	126	1,1
25	1	110	18	46	17	42	150	1,7
32	1 1/4	130	20	55	19	48	176	3,15
40	1 1/2	150	22	60	22	65	210	4,5
50	2	170	24	75	27	76	242	7,0
70	2 1/2	220	26	90	32	100	304	13,0
80	3	250	30	105	36	112	338	17,5

ются для жидких сред на давления: $P_у = 10$ *кГ/см*^{2}, $P_{пр} = 15$ *кГ/см*^{2} и $P_р$ при $t \leqslant 100°$ С — 10 *кГ/см*^{2}. Величина испытательного давления воздухом для газа должна устанавливаться в зависимости от рабочего давления газа.

Краны проходные сальниковые муфтовые 11Б5бк (рис. 6.3, табл. 6.26)

Таблица 6.26

Основные габаритные и присоединительные размеры кранов 11Б5бк

Условный проход D_y, *мм*	$D_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кГ*
		L	l	S	S_1	h	H	
15	1/2	70	12	27	11	28	110	0,66
20	3/4	85	14	32	14	32	124	1,1
25	1	95	16	41	17	40	148	1,7
32	1 1/4	110	18	50	19	47	175	2,77
40	1 1/2	130	20	60	22	66	210	4,3
50	2	150	22	70	27	75	240	6,1

Примечание. Краны с D_y-50 изготовляются по специальному заказу.

по внешнему виду близки к крану 11ч6бк и отличаются от него применяемыми для изготовления материалами и габаритными размерами.

Корпус и пробка крана изготовляются из латуни, а болты и гайки — из стали. Для набивки сальника применяется просаленная пенька. Краны изготовляются на те же давления, что и краны 11ч6бк и могут использоваться для установки на газопроводах среднего и высокого давлений при дополнительной притирке и испытании на герметичность воздухом.

Краны проходные сальниковые фланцевые 11ч8бк (рис. 6.4, табл. 6.27) применяются для воды, нефти, масел и газа. До установки на газопроводах краны должны проходить испытание давлением воздуха и при обнаружении неплотностей притираться.

Корпуса, пробки и сальники кранов изготовляются из чугуна, а болты и гайки — из стали. Для набивки сальника применяется просаленная пенька. Краны выпускаются на давления: $P_у = 10$ *кГ/см*^{2}, $P_{пр} =$ $= 15$ *кГ/см*^{2}, $P_р$ при $t \leqslant 100°$ С $= 10$ *кГ/см*^{2}.

Таблица 6.27

Основные габаритные и присоединительные размеры кранов 11ч8бк

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Количество отверстий z	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	f	b	⌀ l	S_1	h	H		
25	110	115	85	68	2	16	14	17	—	165	4	4,0
40	150	145	110	88	3	18	18	22	65	210	4	7,9
50	170	160	125	102	3	20	18	27	76	242	4	10,8
70	220	190	145	122	3	20	18	32	100	305	4	17,9

Кроме перечисленных кранов в практике газоснабжения получили распространение и другие типы, сходные по конструкции с рассмотренными и удовлетворяющие требованиям ГОСТ 7520—55. Наиболее распространенными из них являются проходные натяжные краны из латуни марки БКН на $P_у = 1$ *кГ/см*² размеров $D_у$ 15, 20, 25 и 40 *мм*; газовые комбинированные на $P_у = 1$ *кГ/см*² размеров $D_у$ 15, 20 и 25 *мм* и др.

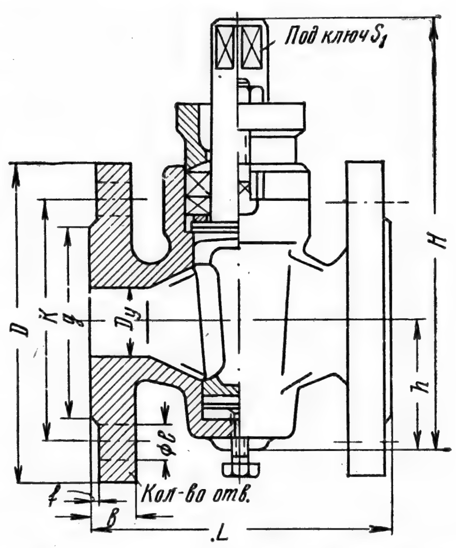


Рис. 6.4. Кран проходной сальниковый фланцевый 11ч8бк.

Специальные краны со смазкой. К группе специальных кранов отнесены проходные краны со смазкой, разработанные Гипронефтемашем для трубопроводов нефтеперерабатывающей промышленности. Ниже рассматриваются только некоторые конструкции кранов (из их большого количества), которые могут получить широкое применение на установках сжиженных газов, а также на городских и внутриобъектовых газопроводах в качестве герметичных запорных органов.

Во всех приводимых ниже типах кранов применяется специальная смазка (типа ЦИАТИМ - 205), которая обеспечивает герметичность затвора, повышает сопротивление коррозии, уменьшает износ уплотнительных поверхностей и облегчает поворачивание пробки крана.

Смазка закладывается в канал, просверленный в хвостовике пробки по ее оси, при вывернутом нажимном болте. Ввертыванием нажимного болта смазка продавливается через две вертикальные противоположные канавки пробки в нижний кольцевой канал и в полость под нижним торцом пробки. В момент совмещения этих канавок с канавками корпуса (что происходит в крайних положениях пробки) смазка поступает также в верхний кольцевой канал и во вторую пару вертикальных противоположных канавок пробки. Такое устройство обеспечивает равномерную смазку всех поверхностей трения, а также создает возможность отрыва пробки при заклинивании ее в корпусе за счет давления смазки под нижний торец пробки.

Для удержания смазки в каналах при вывернутом нажимном болте (при добавлении смазки) служит шариковый обратный клапан, помещенный в канале хвостовика пробки.

На рис. 6.5 и 6.6 (табл. 6.28) показано устройство прямых проходных кранов типа КППС, предназначенных для герметичного отключения трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы и светлые нефтепродукты при температурах от —35° до +50° С.

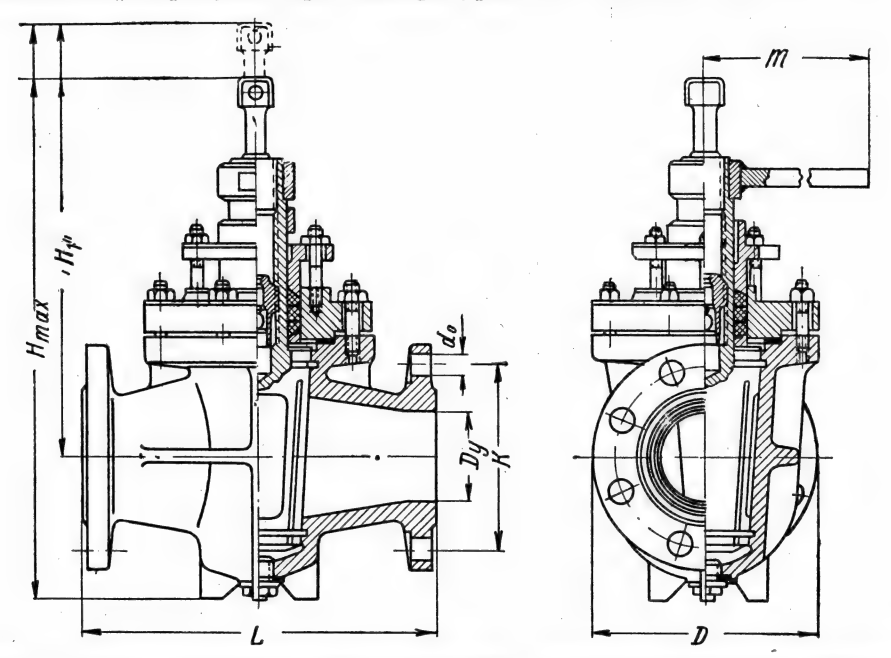


Рис. 6.5. Кран стальной проходной фланцевый с рычажным поворотом пробки типа КППС на $P_у = 40$ *кГ/см²*.

Таблица 6.28

Габаритные и присоединительные размеры прямых проходных стальных кранов типа КППС

Шифр крана	Размеры, *мм*									Количество отверстий во фланце	Вес, *кГ*
	$D_у$	L	H_{max}	H_1	m	B	D	K	d_0		
КППС-50—40	50	250	333	250	300	—	160	125	18	4	22
КППС-80—40	80	310	495	360	300	—	195	160	18	8	47
КППС-100—40	100	350	540	385	300	—	230	190	23	8	62
КППС-150—40	150	450	765	545	155	225	300	250	25	8	173
КППС-200—40	200	475	792	560	155	225	375	320	30	12	212

Примечание. Размеры H_{max} и H_1 для кранов $D_у$-50 даны при поднятом нажимном болте.

Краны выпускаются на давления: $P_у = 40$ *кГ/см²*; $P_{пр} = 60$ *кГ/см²* и $P_р = 40$ *кГ/см²*.

Краны с $D_у = 50{,}80$ и 100 *мм* (табл. 6.28) изготовляются с рычажным поворотом пробки; краны с $D_у = 150$ и 200 *мм* снабжены (для облег-

чения поворота пробки) червячным механизмом с шариковым упорным подшипником на валу червяка. Стрелки червячного сектора у кранов $D_у$ = 150 и 200 *мм* и риска на торце хвостовика пробки у кранов $D_у$ = = 50, 80 и 100 *мм* указывают положение прохода пробки. Во всех кранах поворот пробки на 90° ограничивается упором.

Все основные детали кранов изготовляются из углеродистой стали, а пробка — из модифицированного чугуна. В комплект поставки входят кран в собранном виде и запасная смазка. По особому заказу кран

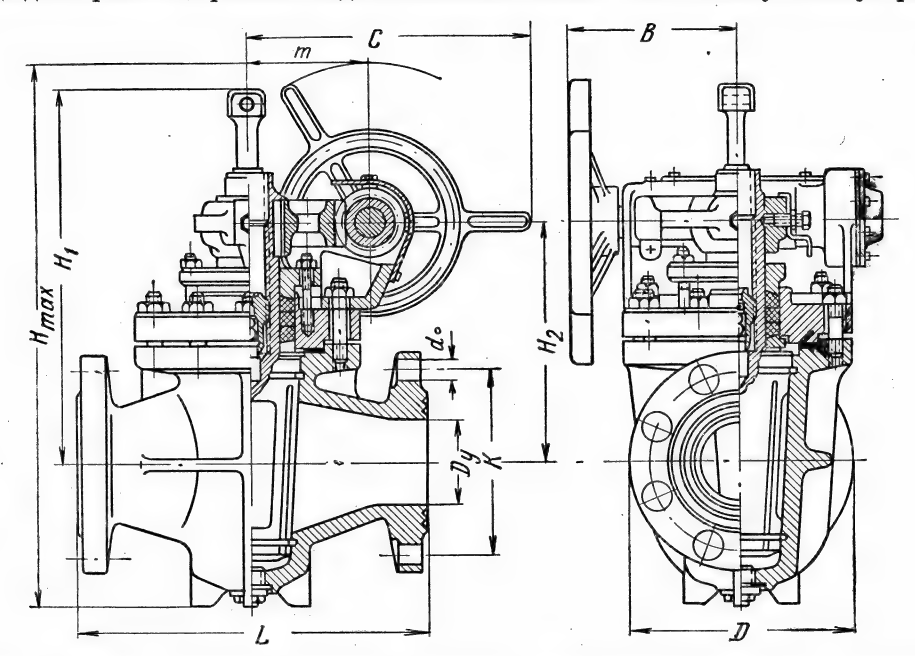


Рис. 6.6. Кран стальной проходной фланцевый с червячным механизмом для поворота пробки типа КППС на $P_у$ = 40 *кГ/см*^{2}.

комплектуется двумя ответными фланцами, прокладками, шпильками и гайками для них.

Кроме выпускаемых кранов Гипронефтемашем разработаны конструкции чугунных кранов со смазкой типа КПП на $P_у = 10$ *кГ/см*^{2} стальных кранов типа КППС на $P_у$ = 16 *кГ/см*^{2}, чугунных кранов малых размеров типа КПМ на $P_у$ = 25 *кГ/см*^{2}, стальных кранов типа КСР с обратной пробкой, стальных кранов типа КСП с пневмоприводом и другие.

Таблица 6.29

Основные габаритные и присоединительные размеры выпускаемых чугунных кранов (рис. 6.7)

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*							
	D_1	D_2	L	H_{max}	h_1	h_2	Кол-во отверстий n	Вес, *кг*
80	150	190	200	391	211	122	4	25,1
100	170	210	230	415	228	129	4	30,4

Краны чугунные фланцевые со смазкой на $P_у = 6$ *кГ/см*² (рис. 6.7) являются герметичными отключающими устройствами для городских и внутриобъектовых газопроводов диаметром ($D_у$) 80 и 100 *мм*. Они могут устанавливаться в малогабаритных подземных колодцах, на стенах зданий, перед газовыми горелками (при $t \leqslant 40°$ С) и в других местах. *

Краны стальные со смазкой типов 11с320бк и 11с320бк-1 (рис. 6.8, табл. 6.30) применяются на газопроводах, работающих под давлением до 64 *кГ/см*² при температуре газа от —35 до +35° С. Они могут успешно использоваться и на ответственных городских газопроводах высоких

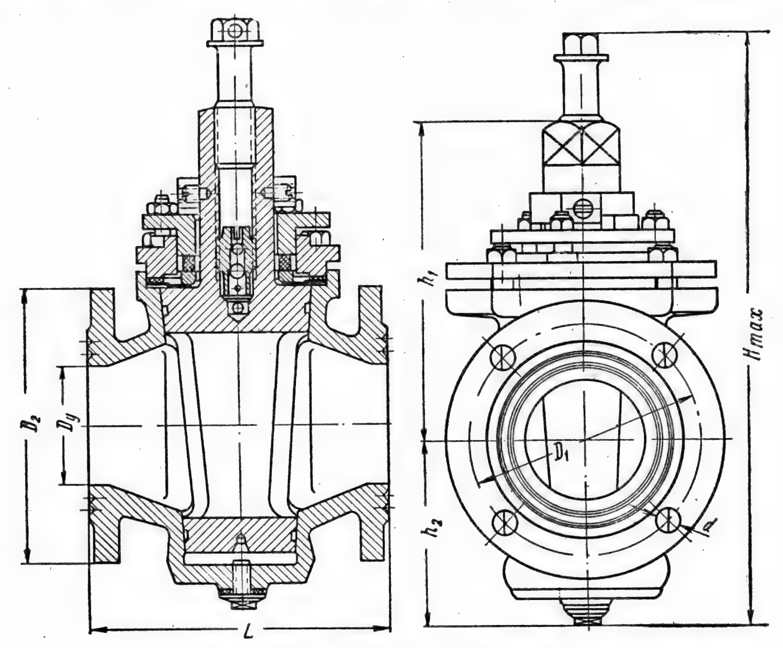


Рис. 6.7. Кран чугунный проходной фланцевый со смазкой на $P_у = 6$ *кГ/см*².

давлений. Корпуса кранов выпускаются двух модификаций: с присоединительными фланцами типа 11с320бк и с концами под приварку к трубам 11с320бк-1.

Для облегчения ручного управления кранами при высоком давлении газа они снабжаются червячными редукторами. Для этой же цели и придания герметичности корпус и пробка имеют на конусных поверхностях канавки, заполняемые специальной кальциевой на касторовом масле смазкой. Периодическая подача смазки по каналу шпинделя в каналы корпуса и пробки осуществляется путем поджатия болта, при этом обратные клапаны, находящиеся в канале шпинделя, предотвращают выброс смазки. Шпиндель крана соединен с его пробкой подвижно при помощи соединительного кольца. Поворот пробки крана фиксируется указателем поворота, соединенным со шпинделем на шпонках. Положение пробки в корпусе регулируется снизу винтом через пяту и шарик.

* В настоящее время осваивается производство газовых чугунных кранов со смазкой $D_у$ = 15, 20, 25, 32, 40, 50, 70, 80 и 100 *мм*, рассчитанных на рабочее давление до 6 *кГ/см*². Эти краны разработаны ЦКБА по ВТУ-1077-59 для установки в любом рабочем положении при температуре окружающей среды до 60° С.

Установка кранов допускается как на горизонтальном, так и на вертикальном газопроводе. Оба вида крана выпускаются на рабочее давление $P_р = 64$ *кГ/см²* при пробном давлении $P_{пр} = 96$ *кГ/см²*.

Основные детали крана изготовляются: корпус, крышка (верхняя и нижняя), червяк, сектор червячный, шпиндель и соединительное кольцо —

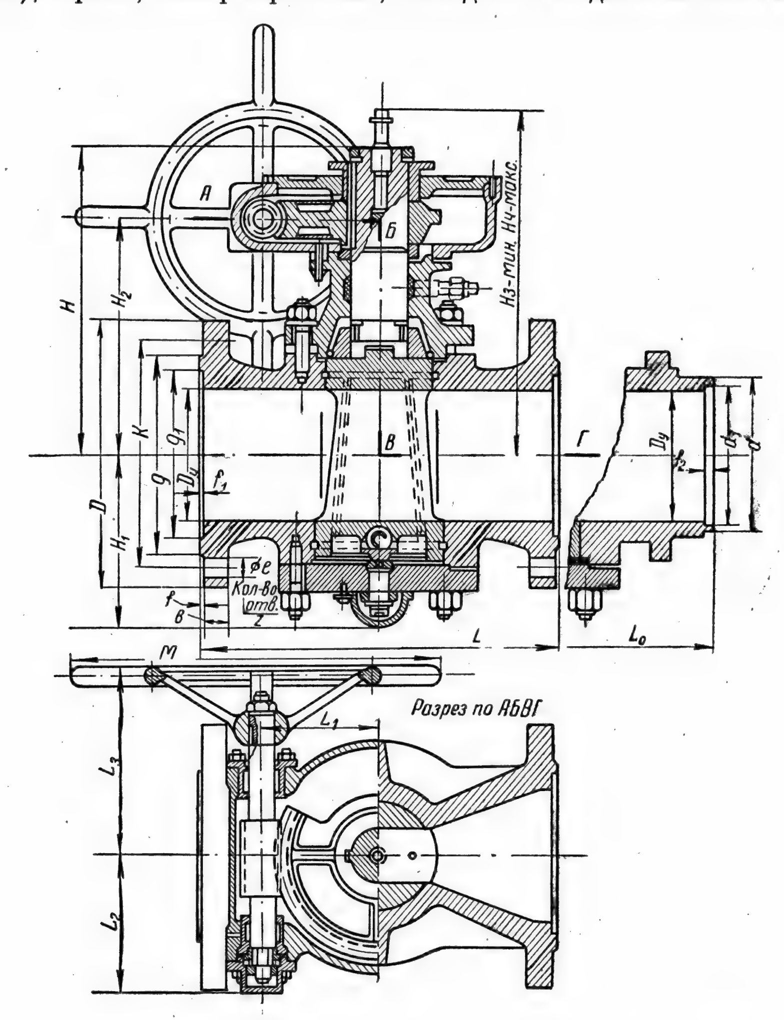


Рис. 6.8. Кран стальной проходной со смазкой типа 11с320бк на $P_у = 64$ *кГ/см²*.

из стали; пробка — из чугуна модифицированного; маховик — из чугуна или стали; мембраны (верхняя и нижняя) из кислотостойкой стали; седло шарика и регулирующий винт — из нержавеющей стали; указатель поворота, корпус и крышка редуктора — из чугуна; втулка под червяк — из чугуна антифрикционного, набивка — из асбеста, пропитанного специальной смазкой.

Краны стальные со смазкой для безколодезной установки 11с321бк (рис. 6.9, табл. 6.31) применяются на магистральных газопроводах высокого давления. Они могут также использоваться и для установки на ос-

Таблица 6.30

Основные габаритные и присоединительные размеры стальных кранов со смазкой 11с320бк

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*																			Вес, *кг*
	L	L_1	L_2	L_3	H	H_1	H_2	H_3	H_4	D	K	g	g_1	f	f_1	b	$\varnothing l$	n	M	
80	310	66	110	138	315	178	229	335	380	210	170	142	121	3	4	30	23	8	160	77
100	350	120	162	230	365	207	266	388	428	250	200	170	150	3	4,5	34	25	8	500	125
150	450	120	162	230	390	225	291	412	452	340	280	240	204	3	4,5	38	34	8	500	207
200	550	180	212	292	472	272	360	490	530	405	345	300	260	3	4,5	46	34	12	580	369
300	750	180	239	330	607	345	467	646	686	530	460	415	364	4	4,5	54	41	16	630	641

Дополнительные присоединительные размеры и веса кранов 11с320бк-1

Условный проход $D_у$, *мм*	L_0	d	d_1	f_2	Вес крана, *кГ*
150	500	178	155	12	198
300	800	330	305	15	702

Таблица 6.31

Основные габаритные и присоединительные размеры кранов 11с321бк

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*																Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	L	L_1	H	H_1	H_2	H_3	M	h	l_1	l_2	d	d_1	d_0	D	K	$\varnothing l$		
400	1200	1536	2453	1482	802	275	700	300	420	500	435	411	150	345	280	34	8	2234
500	1300	1536	2570	1540	802	275	700	300	480	500	530	511	150	345	280	34	8	3048
700	1600	1851	2931	1710	812	275	1150	300	575	640	735	711	150	345	280	34	8	4460

новных городских газопроводах высокого давления (10 *кГ/см*^{2} и более). Применение их для городских газопроводов более низких давлений нецелесообразно по причине их высокого веса и стоимости.

Характерной особенностью этих кранов, по сравнению с кранами 11с320бк, является возможность их установки непосредственно в грунте без сооружения колодцев. Краны выпускаются на рабочее давление $P_р$ = = 64 *кГ/см*^{2} и испытываются пробным давлением $P_{пр}$ = 96 *кГ/см*^{2}.

Краны предназначены для установки только на горизонтальных участках газопроводов и могут работать при температурах от —35 до +35° С.

Корпуса кранов выполняются с концами под приварку труб. Управление краном — ручное при помощи червячного редуктора. С целью снижения усилий при открывании кранов они снабжены обводами, позволяющими выравнивать давления по обе стороны затвора.

Для открывания обвода применен трехходовый кран со смазкой и с червячным редуктором. Два патрубка трехходового крана сварены с обводными коленами, а третий снабжен фланцем и служит для кон-

трольного спуска газа и продувки газопровода при ремонтных работах. Материалы для изготовления основных деталей кранов и их смазка те же, что и для кранов 11с320бк.

Задвижки в качестве запорной арматуры применяются на газопроводах всех видов давлений и назначений при их условном проходе $D_у$ = = 50 *мм* и более. Они используются также для эксплуатационного регу-

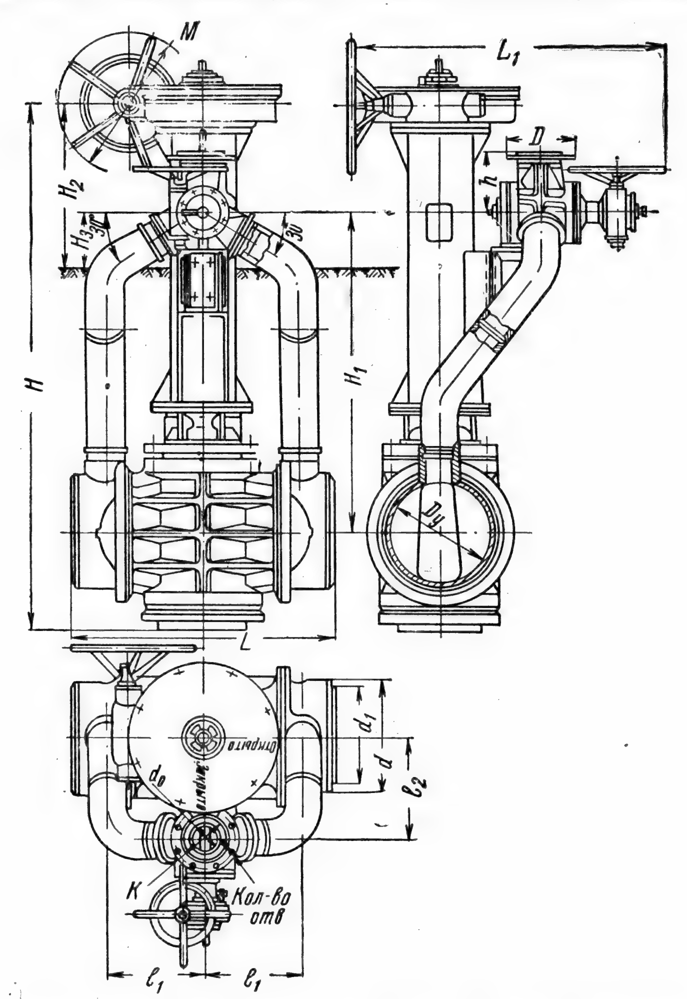


Рис. 6.9. Кран стальной проходной для безколодезной установки типа 11с321бк на $P_у$ = 64 *кГ/см²*.

лирования количества газа, поступающего в газовые горелки котлов и печей, работающих на газовом топливе. Существует значительное количество разновидностей задвижек, отличающихся конструкцией шпинделя, затвора, устройством проходного сечения и применяемыми для их изготовления материалами.

По конструкции шпинделя задвижки разделяются на задвижки с выдвижным и невыдвижным шпинделем.

В задвижках с выдвижным шпинделем резьбовая втулка, за счет вращения которой осуществляется перемещение шпинделя и связанного

с ним затвора, расположена вне корпуса. Это делает ее легко доступной для осмотра, смазки и ремонта. Общая высота открытых задвижек с выдвижным шпинделем увеличивается примерно на величину диаметра прохода в седле.

В задвижках с невыдвижным шпинделем резьба, перемещающая затвор, расположена внутри корпуса и поэтому постоянно находится под воздействием проходящего газа, что исключает возможность ее осмотра и смазки. Высота таких задвижек всегда постоянная, вне зависимости от положения затвора.

В зависимости от конструкции затвора задвижки разделяются на два вида: клиновые задвижки, в которых уплотнительные поверхности расположены под некоторым углом к вертикали, и параллельные задвижки, в которых уплотнительные поверхности параллельны вертикальной оси и друг другу.

В клиновых задвижках затвор изготовляется либо в виде сплошного клина, либо в виде двух дисков, шарнирно соединенных между собой.

Параллельные задвижки в зависимости от конструкции изготовляются с распорными клиньями, самоуплотняющимися без распорных устройств и с механически управляемыми дисками. Наибольшее применение из этих задвижек благодаря простоте изготовления получили параллельные задвижки с распорными клиньями.

В зависимости от проходного сечения задвижки изготовляются равнопроходными и с суженным проходом в седле. Сужение прохода уменьшает площадь уплотнительных поверхностей, снижает трудоемкость на их притирку, способствует большей герметичности и приводит к снижению усилий, необходимых для их открытия и закрытия, что особенно важно при высоких давлениях газа.

Вместе с этим сужение прохода приводит к некоторому увеличению гидравлического сопротивления, что должно учитываться при выборе задвижек и гидравлическом расчете газопроводов.

Применяемые для установки на газопроводах задвижки должны соответствовать техническим условиям, установленным ГОСТ 5762—51.

Основными из этих требований являются следующие:

1. Обработка уплотнительных поверхностей должна обеспечивать герметичность задвижек.

2. Резьба шпинделя и сопряженных с ним деталей должна быть чистой, без заусенцев и рванин.

3. Уплотнительные поверхности присоединительных фланцев должны быть параллельны между собой, причем на каждые 100 *мм* диаметра уплотнительной поверхности фланца отклонение от параллельности не должно превышать для $D_у$ = 200—0,2 *мм* и для $D_у$ более 200—0,3 *мм*.

4. В собранных задвижках должна быть обеспечена плавность хода шпинделя, а также перемещение затвора без заедания при открывании и закрывании задвижек.

5. Затяжка сальника должна обеспечивать герметичность и в то же время не препятствовать свободному перемещению шпинделя.

6. Каждая задвижка в собранном виде и ее детали должны подвергаться испытаниям на прочность и плотность материала по нормам табл. 6.22. Испытание должно производиться до окраски. Пропуск воды при испытании и потение через металл не допускаются.

7. Задвижки, предназначенные для газа, испытываются на герметичность в собранном виде давлением воздуха равным $P_у$; при этом пропуск воздуха при испытании в течение 2—4 минут не допускается.

8. Каждая поставляемая задвижка или их партия снабжается ОТК завода-изготовителя паспортом, в котором указывается соответствие задвижек ГОСТ, а также наименование завода-изготовителя, наименование задвижек и их основные параметры, материал основных деталей и данные испытаний.

Ниже приводятся краткие характеристики наиболее распространенных задвижек и их основные габаритные и присоединительные размеры.

Задвижки запорные параллельные фланцевые с выдвижным шпинделем 30ч7бк (рис. 6.10, табл. 6.32) применяются для установки на газопроводах, работающих при рабочем давлении $P_р \leqslant 3$ *кГ/см²*. Пробное давление для этих задвижек $P_{пр} = 6$ *кГ/см²*.

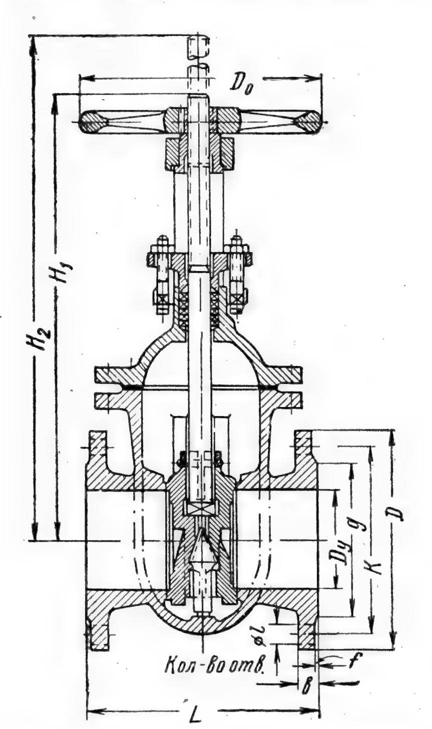


Рис. 6.10. Задвижка параллельная фланцевая типа 30ч7бк.

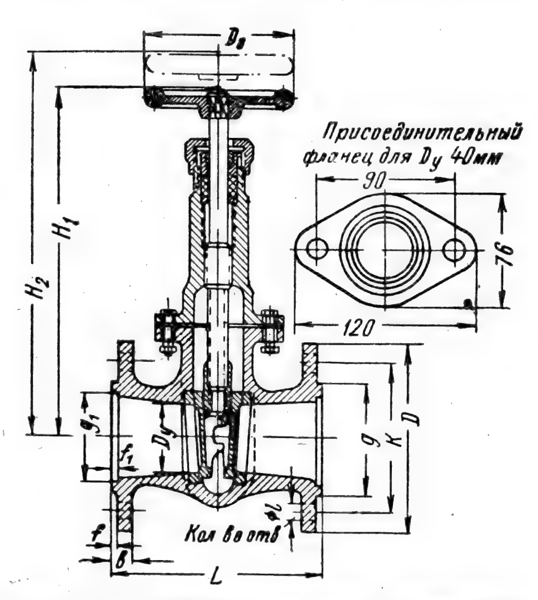


Рис. 6.11. Задвижка клиновая двухдисковая типа 30кч70бр.

Затвор задвижки выполняется из двух параллельных дисков и помещенного между ними клина. Материал основных деталей: корпус, крышка, диски, клин и маховик — чугун; шпиндель — сталь; втулка резьбовая — латунь; прокладка — паронит; набивка — сухая пенька или асбест просаленные.

Задвижки клиновые двухдисковые фланцевые 30кч70бр (рис. 6.11, табл. 6.33) выпускаются для бензина и керосина, но могут применяться для установки на газопроводах. В задвижках применен двухдисковый клиновый затвор и два резьбовых соединения в затворе и крышке, позволяющие производить их быстрое закрытие и открытие.

Задвижки изготовляются на $P_у = 3$ *кГ/см²* при $P_{пр} = 6$ *кГ/см²* из следующих материалов: корпус, крышка и маховик — из ковкого чугуна; шпиндель, гайка шпинделя, диск и кольцо в корпус — из латуни; прокладка — из картона, пропитанного в спецсмазке; набивка — из асбестовых хлопьев, пропитанных спецсмазкой.

Таблица 6.32

Основные габаритные и присоединительные размеры задвижек 30ч7бк

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	f	b	$\varnothing l$	H_1	H_2	D_0		
100	230	215	180	158	3	22	18	404	510	160	8	42,5
150	280	280	240	212	3	24	23	558	715	240	8	75,0
200	330	335	295	268	3	26	23	690	897	280	8	130,0
250	450	390	350	320	3	28	23	828	1084	320	12	190,0
300	500	440	400	370	4	28	23	955	1265	360	12	262,6
400	600	565	515	482	4	32	25	1315	1715	450	16	494,5

Таблица 6.33

Основные габаритные и присоединительные размеры задвижек 30кч70бр

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*												Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	g_1	f	f_1	b	$\varnothing l$	H_1	H_2	D_0		
40	85	—	—	68	58	4	4	10	14	215	233	85	2	3,7
50	140	130	101	75	61	4	4	10	14	237	259	100	4	5,8
70	148	150	120	95	81	4	4	12	14	290	315	100	4	10,5
80	148	165	134	105	91	4	4	12	14	307	340	135	4	12,0

Задвижки запорные клиновые с невыдвижным шпинделем с червячной передачей 30с327бр и 30с327нж (рис. 6.12, табл. 6.34) оборудованы редуктором с червячной передачей с указателем положения затвора и обводом для уменьшения усилий при открывании задвижки.

Таблица 6.34

Основные габаритные и присоединительные размеры задвижек 30с327бр и 30с327нж

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*																Кол-во отверстий z	Вес с обводом, *кГ*
	L	D	K	g	b	f	$\varnothing l$	H	H_1	l_1	l_2	A	D_0	d_0	L_1	d_0		
500	700	730	660	615	52	4	41	2070	1740	527	362	915	800	50	845	120	20	1670,0
600	800	840	770	720	56	5	41	2345	2015	527	362	1070	800	50	910	120	20	2360,0
800	1000	1070	990	930	64	5	48	2812	2482	567	362	1270	800	100	788	200	24	4580,0

Затвор задвижки состоит из сплошного клина с боковыми направляющими поверхностями.

Задвижки выпускаются на давления $P_у = 25$ *кГ/см*^{2}, $P_{пр} = 38$ *кГ/см*^{2} и $P_р$ при $t \leqslant 200°$ С $= 25$ *кГ/см*^{2}.

Материалами для изготовления основных деталей задвижки служат: для корпуса, крышки, клина, стойки, шпинделя, сальника и фланцев —

сталь; для уплотнительных колец — латунь или нержавеющая сталь; для прокладок — паронит; для сальниковой набивки — просаленный асбест. Задвижки клиновые стальные с выдвижным шпинделем типов КЗЛ и ЗКЛ (рис. 6.13, табл. 6.35—6.36) конструкции Гипронефтемаша предназначены для герметичного отключения трубопроводов, транспортирующих жидкие и газообразные среды нефтеперерабатывающих заводов. Они могут широко применяться и в городской системе газоснабжения на газопроводах высоких давлений. Задвижки типа КЗЛ выпускаются для

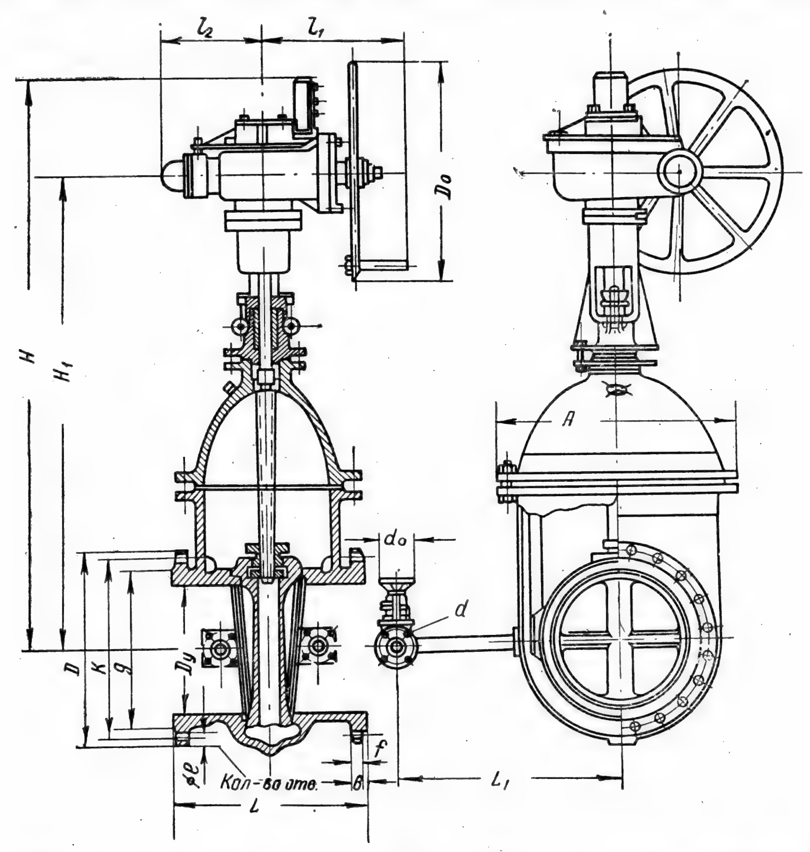


Рис. 6.12. Задвижки клиновые с червячной передачей типов 30с327бр и 30с327нж.

рабочих давлений 16 и 40 *кГ/см*² при пробных давлениях соответственно 24 и 60 *кГ/см*².

На эти же и более высокие давления сконструированы задвижки типа ЗКЛ.

Для облегчения открытия и закрытия задвижек крупных диаметров они снабжены шарикоподшипником в гайке шпинделя. С этой же целью на некоторых размерах задвижек типа ЗКЛ установлены ручные приводы с зубчатыми колесами.

Задвижки клиновые с невыдвижным шпинделем с концами под приварку 30с377 нж (рис. 6.14, табл. 6.37) выполняются на рабочее давление $P_р$ при $t \leqslant 40° = 75$ *кГ/см*² при испытательном пробном давлении $P_{пр} = 112$ *кГ/см*².

Таблица 6.35

Основные габаритные и присоединительные размеры стальных задвижек типа КЗЛ на $P_у = 16$ *кГ/см²*

Шифр	Размеры, *мм*											Архивный номер чертежа
	Условный проход	Строительная длина	Размер крышки	Высота задвижки: закрытой	Высота задвижки: открытой	Наружний диаметр фланца	Диаметр болтовой окружности	Диаметр маховика	Диаметр отверстий для шпилек	Кол-во отверстий под шпильки	Вес, *кГ*	
	$D_у$	L	B	H	H_1	D	K	$D_М$	d_0			
КЗЛ-50—16	50	250	170/206	370	430	165	125	190	18	4	35	9830
КЗЛ-80—16	80	280	188/250	450	540	200	160	240	18	8	51	9831
КЗЛ-100—16	100	300	192/266	520	640	220	180	260	18	8	72	9832
КЗЛ-150—16	150	350	230/346	618	778	285	240	300	23	8	130	9555
КЗЛ-200—16	200	400	245/400	770	975	340	295	360	23	12	150	9556

Таблица 6.36

Основные габаритные и присоединительные размеры стальных клиновых задвижек типа КЗЛ на $P_у = 40$ *кГ/см²*

Шифр	Размеры, *мм*										Вес, *кГ*	Исполнение	Архивный номер чертежа
	Условный проход $D_у$	Строительная длина L	Размер крышки B	Высота задвижки: закрытой H	Высота задвижки: открытой H_1	Наружный диаметр фланца D	Диаметр болтовой окружности K	Диаметр маховика $D_М$	Диаметр отверстий для шпилек d_0	Кол-во отверстий под шпильки n			
КЗЛ-50—40	50	250	200	430	490	165	125	190	18	8	36	Без шарикоподш.	9824
КЗЛ-80—40	80	310	230	490	575	200	160	240	18	8	80	» »	9823
КЗЛ-100—40	100	350	280	570	675	235	190	280	23	8	120	» »	9822
КЗЛ-150—40	150	400	355	700	860	300	250	340	25	8	160	» »	9562
КЗЛ-200—40	200	475	430	926	1150	375	320	400	30	12	273	С шарикоподш.	9572
КЗЛ-250—40	250	650	500	975	1200	450	385	450	34	12	403	» »	9684
КЗЛ-300—40	300	750	580	1275	1600	515	450	550	34	16	620	» »	9694

Эти задвижки, несмотря на их большой вес и габариты иногда приходится устанавливать на городских газопроводах высокого давления только потому, что они имеют приварные концы и что нет других задвижек на более низкие давления.

Таблица 6.37

Основные габаритные и присоединительные размеры задвижек 30с377нж

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*											Размеры с ободом, *мм*			Вес, *кГ*
	L	g	f	b	H	h	l_1	l_2	l_3	D_0	A	$d_у$	L_1	d_0	
400	950	405	5	3	1590	415	330	567	228	800	815	50	618	280	2594,3
500	1150	505	5	3	1770	480	330	567	228	800	960	50	665	280	2806,0
600	1350	605	5	3	2200	570	330	567	228	800	1170	100	842	400	5410,0
700	1550	705	8	3	2450	630	330	567	228	800	1275	100	895	400	6910,0

Материал основных деталей: корпус, клин, гайка шпинделя, шпиндель, крышка, стойка — сталь; кольцо в корпус, кольцо в клин — нержавеющая сталь; втулка резьбовая — бронза; прокладка — паронит; набивка — специальная.

Задвижки снабжаются редуктором с червячной передачей, указателем положения затвора и ободом для снижения усилий при открывании. Задвижки выполняются с концами под приварку или по особому заказу с фланцевыми присоединительными концами.

Затвор задвижки изготовляется в виде сплошного стального клина с боковыми направляющими поверхностями.

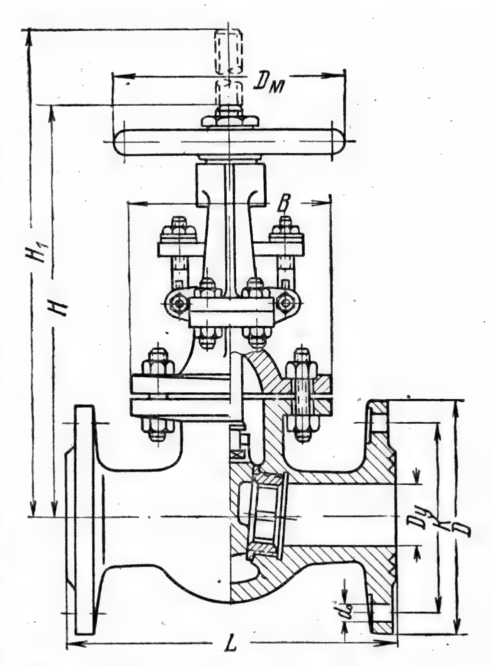


Рис. 6.13. Задвижка стальная типа КЗЛ на $P_у = 16$ *кГ/см*^{2}.

Задвижки запорные фланцевые клиновые двухдисковые с выдвижными шпинделем и с электроприводом типов 30с972нт и 30с972нж (рис. 6.15, табл. 6.38 — 6.39) применяются для дистанционного отключения городских газопроводов высокого давления и ответвлений от них на промышленные предприятия с большим расходом газа (в ряде случаев необходима установка задвижек с электроприводом).

Такие задвижки целесообразно устанавливать и тогда, когда необходимо автоматическое отключение газопровода при внезапном падении давления ниже допустимых пределов (например — разрыв газопровода после задвижки).

В последнем случае закрытие задвижки происходит при автоматическом замыкании электрической цепи с помощью сигнализаторов падения давления типа СПДС или других.

Задвижки типов 30с972нт и 30с972нж выпускаются серийно: первая для пара при температуре от 300 до 400° С, а вторая для пара при темпе-

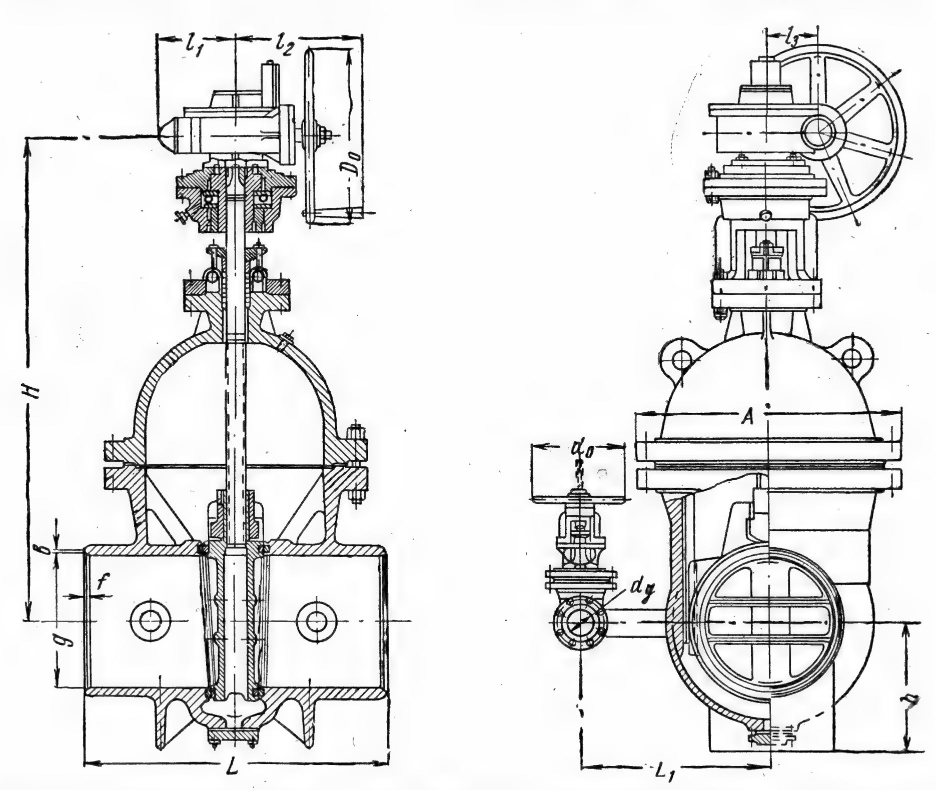


Рис 6.14. Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем с концами под приварку типа 30с377нж.

Таблица 6.38

Основные габаритные и присоединительные размеры задвижек с электроприводом типов 30с972нж и 30с972нт

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*																	Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	b	f	$\varnothing l$	H	H_1	L_1	L_2	l_1	A	D_0	d	L_3	d_0		
200	400	360	310	278	34	3	25	1225	985	497	328	130	430	240	—	—	—	12	300
250/200	450	425	370	335	36	3	30	1225	985	497	328	130	430	240	—	—	—	12	320
300	500	485	430	390	40	4	30	1680	1400	603	382	180	580	320	—	—	—	16	700
400/300	600	610	550	505	48	4	34	1680	1400	603	382	180	570	320	—	—	—	16	730
500/400	700	730	660	615	52	4	41	2132	1885	820	532	315	780	400	50	510	220	20	1745

ратуре до 300° С. Обе эти задвижки могут успешно применяться для газопроводов, в особенности типа 30с972нж.

Задвижки выпускаются на $P_у = 25$ *кГ/см*² при пробном давлении $P_{пр} = 38$ *кГ/см*². В задвижках обоих типов применен двухдисковый клиновый затвор, обеспечивающий при закрытии плотное прилегание дисков к уплотнительным поверхностям корпуса путем распора дисков, помещенным между ними шарообразным грибком.

Материал для изготовления задвижки: корпус, крышка, сальник — сталь; шпиндель, диски, кольца уплотнительные — сталь нержавеющая

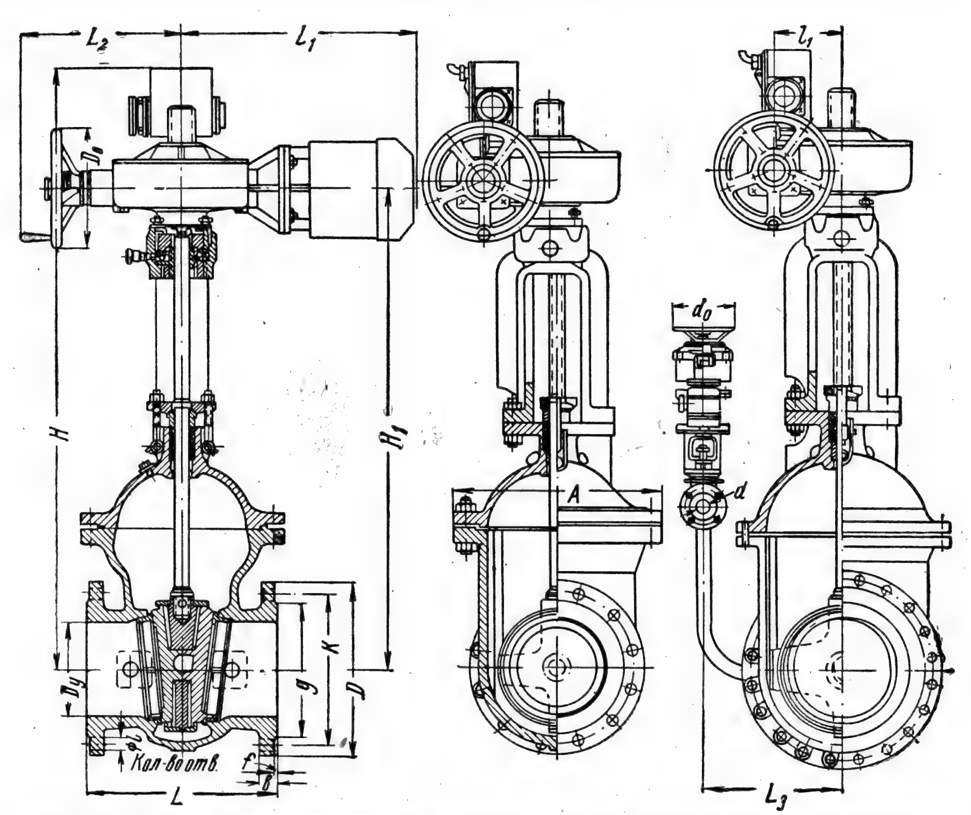


Рис. 6.15. Задвижки клиновые с электроприводом типов 30с972нт и 30с972нж.

Таблица 6.39

Характеристики применяемых электроприводов к задвижкам типа 30с972нж и 30с972нт

$D_у$ задвижки	Тип электропривода	Тип электродвигателя	Время открытия или закрытия задвижки от электропривода, *мин.*
200	87Б-02ОД	АОС32-4Ф2	1,0
250/200	87Б-02ОД	АОС32-4Ф2	1,0
300	87В-08ОД	АОС42-4Ф2	1,0
400/300	87В-08ОД	АОС42-4Ф2	1,0
500/400	87Г-14ОД	АОС51-4Ф2	2,0

(для газа) и нитрированная; втулка резьбовая — латунь; прокладка — паронит, набивка — рациональ.

Задвижки размеров $D_у$ = 250, 400 и 500 *мм* выполняются с сужением в затворе.

Электропривод состоит из электродвигателя, редуктора, дублера для ручного управления и коробки концевых выключателей. Для ограничения крутящего момента и автоматического выключения электродвигателя предусмотрено реле максимального тока, включаемое в электрическую схему управления электроприводом. Ручное и электрическое управление

электроприводом имеет взаимную блокировку. При переключении электропривода на электрическое управление маховик ручного управления расцепляется с редуктором и во время работы электропривода не вращается. При переключении на ручное управление электродвигатель механически разъединяется с управляемой арматурой и в случае включения с пункта дистанционного управления работает вхолостую.

Выключение электродвигателя в крайних положениях затвора управляемой задвижки, т. е. при полном ее открытии и закрытии, происходит автоматически и осуществляется концевыми выключателями.

Вентили. В зависимости от назначения, рабочей среды, ее температуры, давления и условного прохода вентили изготовляются из серого чугуна, ковкого чугуна, из углеродистой и легированной сталей, из латуни, с уплотнительными кольцами из различных материлов или без колец, с верхним уплотнением или без верхнего уплотнения, с внутренним обводом или без него.

В собранных вентилях всех типов должны быть обеспечены герметичность, легкость и плавность хода шпинделя, а также перемещение золотника без заеданий.

Вентили должны обеспечивать возможность их установки и эксплуатации в любом положении. Рабочая среда должна подаваться в вентилях без обвода под золотник, а в вентилях с обводом на золотник.

Оси резьб в муфтах проходных вентилей должны составлять угол в 180°, а в муфтах угловых вентилей угол в 90°. Отклонения в величине углов не должны превышать $\pm 3°$.

Уплотнительные поверхности присоединительных фланцев должны быть взаимно параллельны. Отклонение от параллельности не должно превышать 0,2 *мм* на каждые 100 *мм* диаметра уплотнительной поверхности фланца. Уплотнительные поверхности присоединительных фланцев угловых вентилей должны быть взаимно перпендикулярны. Отклонение от перпендикулярности не должно быть более 0,4 *мм* на каждые 100 *мм* диаметра уплотнительной поверхности.

Сопряженные резьбы шпинделя и крышки должны быть без заусенцев и рванин. Во всех других резьбах допускаются срывы общей длиной не более 10% от всей длины нарезки. Соединение шпинделя с золотником должно иметь подвижность, обеспечивающую правильную посадку золотника в седло. Все вентили в собранном виде должны подвергаться испытаниям на прочность и плотность в соответствии с нормами табл. 6.22, а также испытанием на герметичность рабочей средой под давлением, оговариваемым в заказе, но не ниже рабочего.

Поставляемые вентили должны снабжаться сертификатами, в которых должно быть указано: наименование завода-изготовителя, наименование изделий и их условные проходы, результаты испытаний и соответствие ГОСТ.

Ниже приводится основная характеристика вентилей некоторых типов, которые могут найти применение на газопроводах среднего и высокого давлений и в трубопроводах сжиженного газа небольших размеров.

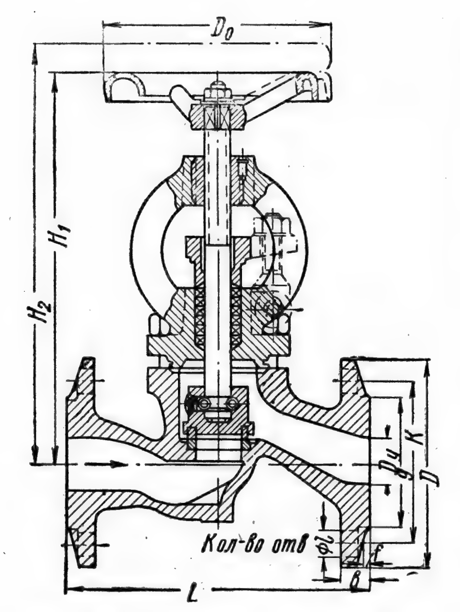
Вентили запорные фланцевые 15кч16бр (рис. 6.16, табл. 6.40) применяются для воды и насыщенного пара при температуре до 225° С а 15кч16нж для перегретого пара с температурой до 300° С. Оба типа могут применяться на газопроводах высокого и среднего давлений при установлении их герметичности.

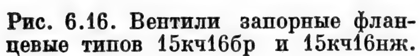
Вентили выпускаются на давления: $P_у = 25$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 38$ *кГ/см²* и $P_р$ (при $t \leqslant 120°$ С) $= 25$ *кГ/см²*. Материал основных

Таблица 6.40

Основные габаритные и присоединительные размеры вентилей 15кч16бр и 15кч16нж

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Кол-во отверстий *z*	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	f	b	$\varnothing l$	H_1	H_2	D_0		
32	180	135	100	78	2	18	18	209	223	100	4	8,6
40	200	145	110	88	3	18	18	232	249	120	4	12,5
50	230	160	125	102	3	21	18	232	249	120	4	15,0
70	290	180	145	122	3	23	18	313	340	160	8	25,0
80	310	195	160	138	3	24	18	314	345	160	8	28,6




Рис. 6.16. Вентили запорные фланцевые типов 15кч16бр и 15кч16нж.

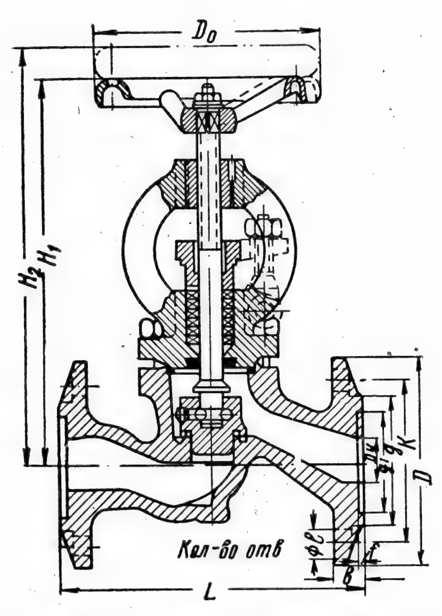


Рис. 6.17. Вентиль запорный фланцевый типа 15кч16бт.

деталей: корпус, крышка, сальник — ковкий чугун; шпиндель, золотник — сталь; уплотнительные кольца — латунь или нержавеющая сталь; втулка резьбовая — латунь; маховик — ковкий или серый чугун; прокладка — паронит; набивка — пенька или асбест просаленные.

Рабочая среда подается под золотник. Вентили фланцевые запорные 15кч16бт (рис. 6.17, табл. 6.41) изготовляются для жидкого и газообразного аммиака, но могут применяться также для сжатого и сжиженного газов. Вентили изготовляются на давления: $P_у = 25$ *кГ/см*², $P_{пр} = 38$ *кГ/см*², $P_р$ (при $t \leqslant 120°$ С) $= 25$ *кГ/см*².

Материал основных деталей: корпус, крышка, сальник — ковкий чугун; шпиндель и золотник — сталь; уплотнительное кольцо — баббит;

Таблица 6.41

Основные габаритные и присоединительные размеры вентилей 15кч16бт

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*											Кол-во отверстий *z*	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	g_1	f	b	$\varnothing l$	H_1	H_2	D_0		
32	180	135	100	78	66	2	18	18	210	227	120	4	8,6
40	200	145	110	88	76	3	18	18	230	255	120	4	12,5
50	230	160	125	102	88	3	21	19	232	295	120	4	15,0
70	290	180	145	122	110	3	23	18	286	322	160	8	25,0
80	310	195	160	138	121	3	24	18	286	322	160	8	28,6

втулка резьбовая — латунь; маховик — ковкий или серый чугун; прокладка — паронит; набивка — шнур хлопчатобумажный.

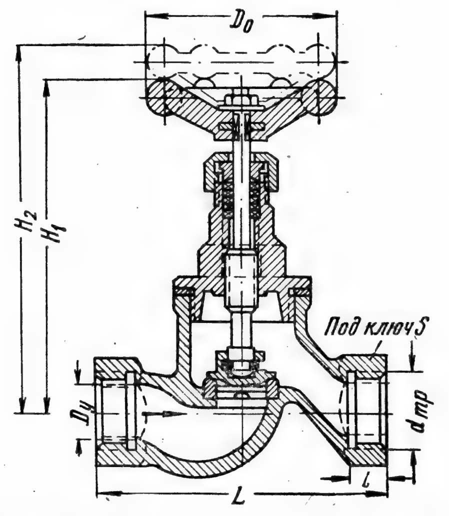


Рис. 6.18. Вентиль запорный муфтовый типа 15кч18бр.

Золотник вентиля подвижно соединен со шпинделем при помощи шариков. Подтяжка сальника производится двумя откидными болтами, укрепленными на крышке. Вентиль имеет верхнее баббитовое уплотнение, служащее для разгрузки сальника при поднятом до отказа шпинделе.

Присоединительные фланцы выполнены с впадинами. Вентили запорные муфтовые 15кч18бр (рис. 6.18, табл. 6.42) применяются для пара и газа на давления: $P_у = 16$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 24$ *кГ/см²*; $P_р$ (при $t \leqslant 120°$ С) $= 16$ *кГ/см²*.

Материал основных деталей: корпус и крышка — ковкий чугун; золотник — латунь; шпиндель, сальник, на-

Таблица 6.42

Основные габаритные и присоединительные размеры вентилей 15кч18бр

Условный проход $D_у$, *мм*	$d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кГ*
		L	l	S	H_1	H_2	D_0	
15	$^1/_2$	90	12	27	105	115	65	0,7
20	$^3/_4$	100	14	32	109	121	65	0,9
25	1	120	16	41	124	139	80	1,4
32	$1^1/_4$	140	18	50	148	168	80	2,0
40	$1^1/_2$	170	20	60	165	182	120	3,5
50	2	200	22	70	181	201	140	5,0

кидная гайка — сталь; уплотнительные кольца — латунь, маховик — ковкий чугун, пластмасса; прокладка — паронит; набивка — асбест просаленный.

Концы вентилей — муфтовые. Крышка крепится к корпусу на резьбе. Резьба шпинделя находится в рабочей среде. Золотник соединен со шпинделем подвижно. Подтяжка сальника производится накидной гайкой.

Вентили запорные фланцевые 15кч19бр (рис. 6.19, табл. 6.43) изготовляются на те же давления и из тех же материалов, что и вентили 15кч18бр. Единственным отличием является наличие вместо муфтовых концов — фланцев.

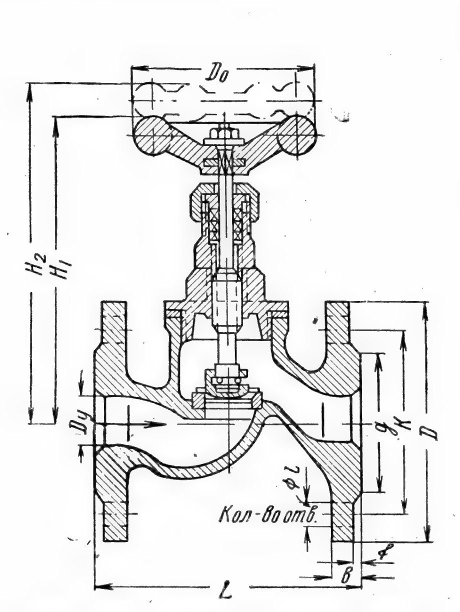


Рис. 6.19. Вентиль запорный фланцевый типа 15кч19бр.

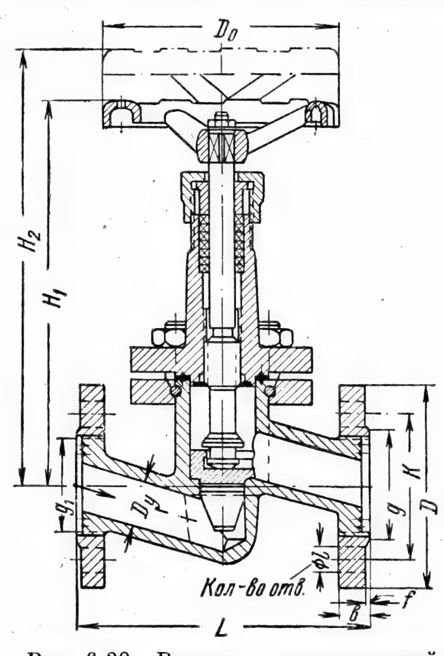


Рис. 6.20. Вентиль регулирующий фланцевый типа 15с94бк.

Вентили регулирующие фланцевые 15с94бк (рис. 6.20, табл. 6.44) применяются на трубопроводах холодильных установок для аммиака, но могут применяться и для горючих газов. Изготовляются на давления: $P_у = 25$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 38$ *кГ/см²*; $P_р$ (при $t \leqslant 150°$ С) $= 25$ *кГ/см²*.

Присоединительные фланцы выполняются на $P_у = 40$ *кГ/см²*. Корпус вентиля—штампованный. Средний фланец корпуса соединен с горловиной подвижно на кольце. Золотник соединен со шпинделем подвижно. Плавное регулирование среды осуществляется за счет мелкого шага резьбы шпинделя и конструкции золотника специальной формы.

Подтяжка сальника производится накидной гайкой. Вентиль имеет баббитовое уплотнение, служащее для разгрузки сальника при поднятом до отказа шпинделе. Материал основных деталей: корпус, шпиндель, сальник, регулирующий золотник, поднабивочное кольцо — сталь; крышка, накидная гайка — ковкий чугун; кольцо уплотнительное верхнее — баббит; маховик — чугун; прокладка — паронит; набивка — хлопчатобумажная, просаленная, прографиченная.

Таблица 6.43

Основные габаритные и присоединительные размеры вентилей 15кч19бр

Условный проход D_y	Размеры, *мм*										Кол-во отверстий z	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	f	b	$\varnothing l$	H_1	H_2	D_0		
25	120	115	85	68	2	14	14	124	139	80	4	3,6
32	140	135	100	78	2	15	18	148	168	100	4	5,4
40	170	145	110	88	3	16	18	165	182	120	4	7,4
50	200	160	125	102	3	20	18	181	201	140	4	10,5

Таблица 6.44

Основные габаритные и присоединительные размеры вентилей 15с94бк

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*											Кол-во отверстий z	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	g_1	f	b	$\varnothing l$	H_1	H_2	D_0		
20	140	105	75	58	51	2	18	14	215	242	120	4	6,19
25	150	115	85	68	58	2	18	14	216	244	120	4	6,72
32	200	135	100	78	66	2	20	18	264	298	160	4	12,1

Гидравлические затворы (гидрозатворы). Гидрозатворы представляют собой наиболее примитивные и вместе с тем наиболее герметичные запорные устройства. Они применяются только на газопроводах низкого давления.

Высота столба затворной жидкости (воды) принимается из условия

$$H_{min} = P_{max} + 200 \text{ мм},$$

где H_{min} — минимальная рабочая высота затвора, *мм*;

P_{max} — максимальное давление газа, *мм* вод. ст.

При применении гидрозатворов в ступенчатых системах распределения газа необходимым условием является наличие на газорегулировочных пунктах (питающих городские газопроводы низкого давления) предохранительных выхлопных или предохранительных запорных клапанов, настраиваемых на давления несколько более низкие, чем высота затворной жидкости в гидрозатворах (H_{min}).

При длительном отключении с помощью гидрозатворов ответвлений и вводов в жилые дома и общественные здания необходимо кроме заливки в гидрозатворы воды перекрывать и общие отключающие краны или задвижки, установленные внутри зданий.

Ниже по данным Ленгипроинжпроекта приводится конструктивное устройство и размеры гидрозатворов с рабочей высотой столбов воды 300 и 400 *мм*, рассчитанных на максимальное давление газа в газопроводах до 100 и соответственно до 200 *мм* вод. ст. (рис. 6.21—6.22, табл. 6.45—6.48).

По конструктивным соображениям разработаны два типа сборников:

I — для газопроводов $D_y = 50 \div 150$ *мм*;

II — для газопроводов $D_y = 150 \div 300$ *мм*.

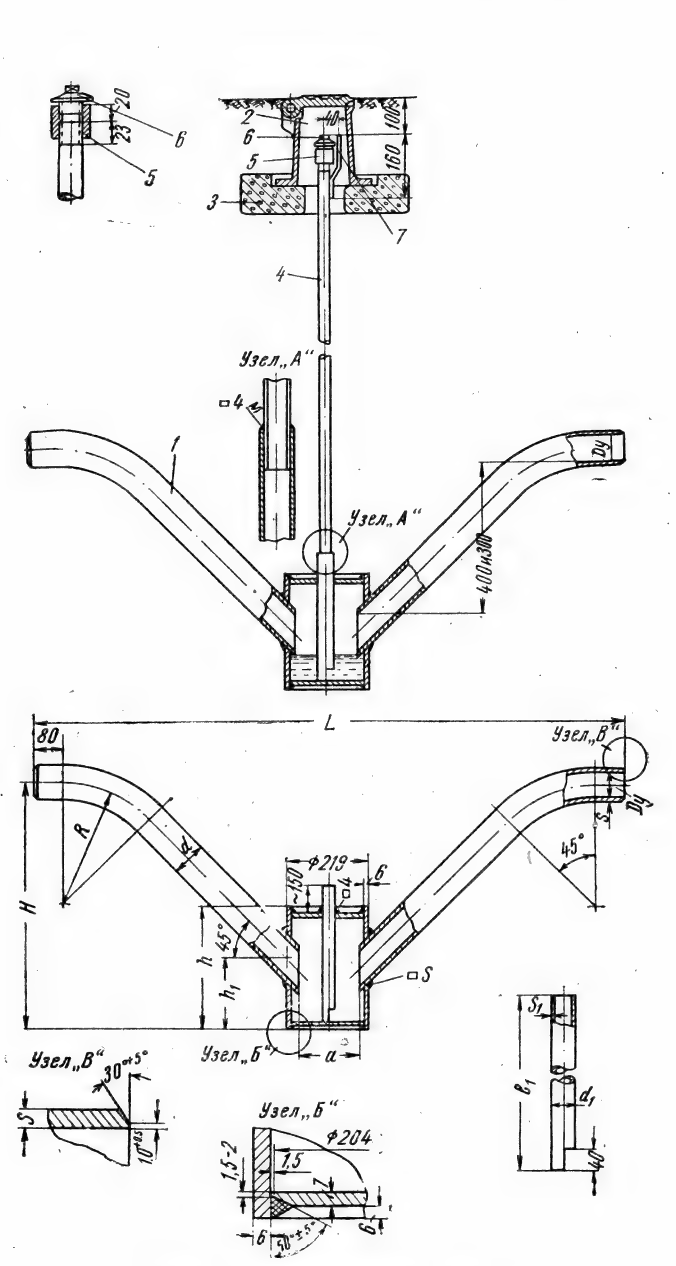


Рис. 6.21. Гидрозатвор тип I:

1 — корпус; *2* — ковер; *3* — подушки под ковер; *4* — трубка 34/4 для заполнения и опорожнения гидрозатвора; *5* — стальная муфта 1″; *6* — пробка 1″ из ковкого чугуна; *7* — пруток 8 *мм* для замера разности потенциалов труба—земля.

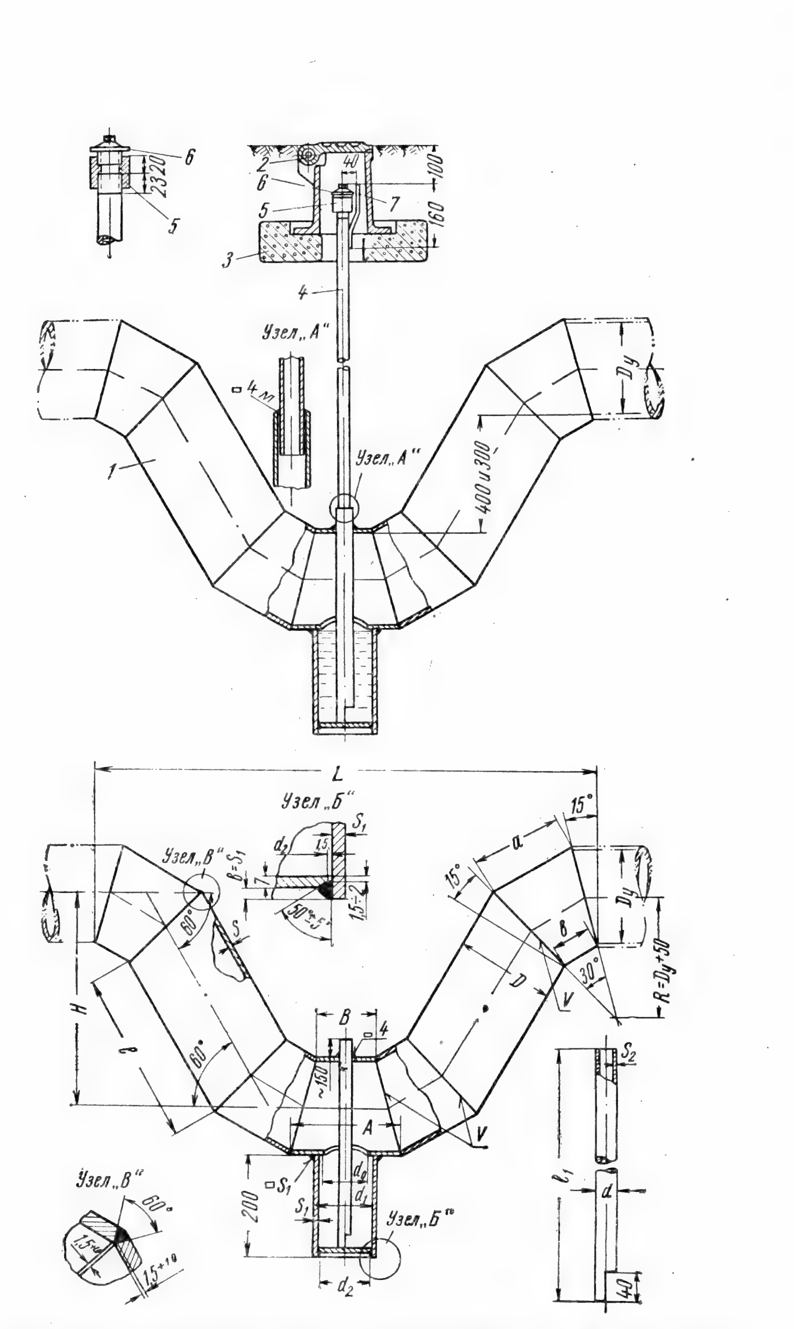


Рис. 6.22. Гидрозатвор тип II (обозначения см. на рис. 6.21).

Таблица 6.45

Габаритные и присоединительные размеры гидрозатворов с рабочей высотой столба водяного затвора 400 *мм* тип I (рис. 6.21)

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Вес сборника, *кГ*	Общий вес, *кГ*
	H	L	a	h	h_1	d	S	R	$d_1 \times S_1$	l_1		
50	595	1425	185	250	155	60	4	200	42×3,5	380	21,6	39,2
70	595	1530	180	250	135	76	4	280	ГОСТ 8734—58	380	25,0	42,7
80	655	1585	170	300	185	89	4	320		430	29,5	47,2
100	665	1680	160	320	180	108	4	400		450	34,6	52,3
125	695	1780	140	350	200	133	4	500		480	48,2	60,0
150	760	1935	120	400	230	159	4,5	600		530	56,6	74,7

Таблица 6.46

Габаритные и присоединительные размеры гидрозатворов с рабочей высотой столба водяного затвора 300 *мм* тип I (рис. 6.21)

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Вес сборника, *кГ*	Общий вес, *кГ*
	H	L	a	h	h_1	d	S	R	$d_1 \times S_1$	l_1		
50	495	1255	185	250	155	60	4	200	42×3,5	380	20,0	37,8
70	495	1330	180	250	135	76	4	280	ГОСТ 8734—58	380	23,0	40,4
80	555	1385	170	300	185	89	4	320		430	27,1	44,5
100	565	1480	160	320	180	108	4	400		450	31,9	49,3
125	595	1580	140	350	200	133	4	500		480	38,6	56,1
150	660	1735	120	400	230	159	4,5	600		530	51,5	69,6

Примечание. Корпус, штуцера и трубки изготовляются из труб по ГОСТ 8732—58 и 8734—58, а днища из листовой стали по ГОСТ 380—57.

Таблица 6.47

Габаритные размеры гидрозатворов с рабочей высотой столба водяного затвора 400 *мм* тип II (рис. 6.22)

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*															Вес затвора, *кГ*	Общий вес, *кГ*
	L	H	D	S	l	A	B	d_0	a	b	d_1	S_1	d_2	$d \times S_2$	l_1		
150	1120	550	159	4,5	510	240	155	120	148	63	133	4	122	42×3,5 ГОСТ 8734—58	500	32,8	51,3
200	1275	605	219	6	550	270	153	120	191	74	133	4	122	То же	560	62,6	81,3
250	1425	659	273	7	575	300	154	145	232	86	159	4,5	147	» »	610	98,2	117,0
300	1575	709	325	8	605	330	156	145	273	99	159	4,5	147	» »	660	142,6	161,6

При одновременном использовании гидрозатворов в качестве отключающих устройств и сборников конденсата их емкость должна быть увеличена до величин, приведенных ниже для сборников конденсата.

Таблица 6.48

Габаритные размеры гидрозатворов с рабочей высотой столба водяного затвора 300 *мм* тип II (рис. 6.22)

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*															Вес затвора, *кГ*	Общий вес, *кГ*
	L	H	D	S	l	A	B	d_0	a	b	d_1	S_1	d_2	$d \times S_2$	l_1		
150	1000	450	159	4,5	395	240	154	120	148	63	133	4	122	42×3,5 ГОСТ 8734—58	500	28,8	47,0
200	1160	507	219	6	430	270	153	120	191	74	133	4	122	То же	560	55,2	73,6
250	1310	559	273	7	460	300	154	145	232	86	159	4,5	147	» »	610	87,5	106,0
300	1460	609	325	8	495	330	156	145	273	99	159	4,5	147	» »	665	128,2	147,0

3. Сборники конденсата

Сбор и удаление сконденсировавшихся при движении газа по трубопроводу водяных паров и других продуктов производится с помощью сборников конденсата, устанавливаемых в наиболее низких точках продольного профиля газопровода (см. рис. 5.10).

Конструкция и емкость сборников конденсата зависят от величины давления, под которым транспортируется газ, и от количества конденсирующейся влаги.

Практика эксплуатации городских газопроводов показывает, что в ряде случаев сборники конденсата небольшой емкости целесообразно устанавливать и при осушенных газах, не выделяющих при охлаждении их в грунте водного конденсата. В этом случае сборники используются для удаления влаги, попавшей в газопровод при его строительстве, для сбора конденсата, возникающего при увлажнении газа или его омасливании, для удаления жидкости при эксплуатационных промывках газопроводов водой и т. п. Кроме того, трубки сборников для удаления конденсата используют для выпуска воздуха и газовоздушной смеси в атмосферу при заполнении газопровода газом, освобождения газопроводов от газа продувкой воздухом при ремонтных работах, а также для измерения давлений газа в разных точках системы при выявлении мест засорений или установления гидравлических режимов работы системы распределения газа. При очень сухом газе и наличии в нем пыли (преимущественно окисных соединений металла) сборниками пользуются для периодической выдувки этой пыли, скопляющейся в нижней части сборника.

Для всех этих случаев применяют простейшие сборники малой емкости.

Ниже в качестве примеров приводятся конструкции и характеристики сборников конденсата низкого и среднего давлений, получивших распространение.

Сборники конденсата для влажного газа низкого давления. Сборник представляет собой емкость, снабженную трубкой диаметром 1″, выходящей на поверхность земли под ковер. Через указанную трубку (после вывертывания пробки) с помощью ручного насоса или вакуум-цистерны производится периодическое удаление конденсата, продувка газопровода и т. п. Эта же трубка используется (при необходимости) и для определения наличия блуждающих токов в газопроводе путем замера разности потенциалов труба — грунт. Для присоединения электроизмерительного прибора

трубка снабжена приваренным к ней контактом, выведенным под ковер. Вторым контактом является штырь, забиваемый в грунт в удобном для этого месте.

Устройство и конструктивные размеры сборников конденсата для влажного газа низкого давления приведены на рис. 6.23 и в табл. 6.49.

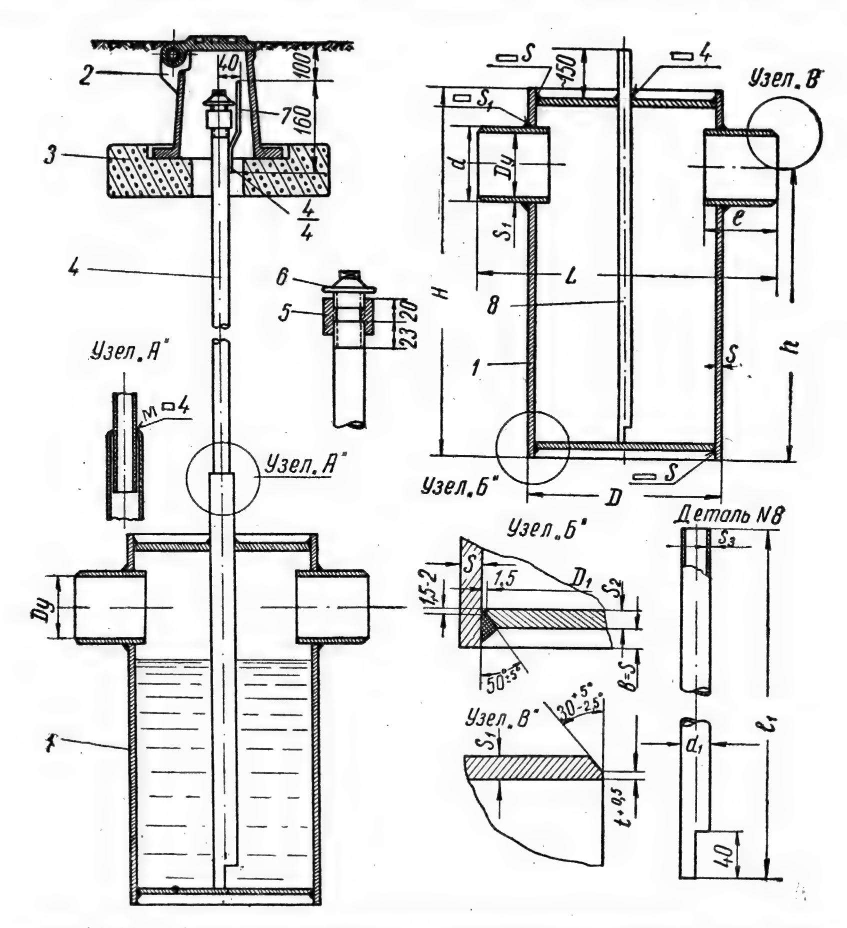


Рис. 6.23. Сборник конденсата для газопроводов влажного газа низкого давления:

1 — корпус; 2 — ковер; 3 — подушка под ковер; 4 — трубка 34/4 для удаления конденсата; 5 — стальная муфта 1″; 6 — пробка из ковкого чугуна; 7 — пруток для замера разности потенциалов труба — грунт; 8 — трубка внутри корпуса для удаления конденсата 42/3,5.

Сборники конденсата для осушенного газа низкого давления изготовляются двух типов: первый для установки на газопроводах малых, а второй больших диаметров. Сборники конденсата для газопроводов малых размеров конструктивно ничем не отличаются от сборников влажного газа, кроме габаритов, определяющих их полезную емкость. Характеристика этих сборников приведена в табл. 6.50.

Сборники конденсата для газопроводов осушенного газа больших размеров представляют собой патрубки с днищами, ввариваемые в нижнюю часть газопроводов.

Таблица 6.49

Конструктивные размеры и емкости сборников конденсата для влажного газа низкого давления

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*													Вес сборника, *кГ*	Емкость сборника, *л*	Общий вес, *кГ*
	L	D	S	h	H	d	l	S_1	t	D_1	S_2	$d_1 \times S_3$	l_1			
50	470	273	7	375	455	60	115	4	1,0	256	9	42×3,5 ГОСТ 8734-58	580	31,2	15	46,0
70	470	273	7	474	565	76	120	4	1,0	256	9		690	37,1	20	53,8
80	530	325	8	435	535	89	125	4	1,0	306	9		660	48,1	25	64,8
100	530	325	8	530	635	108	130	4	1,0	306	9		760	55,2	30	72,0
125	580	377	9	520	640	133	130	4	1,0	356	9		765	72,0	40	88,8
150	580	377	9	585	715	159	135	4,5	1,0	356	9		840	79,7	45	96,5
200	730	426	6	630	790	219	200	6	1,5	411	9		920	83,3	60	100,0
250	790	478	8	655	845	273	220	7	2,0	459	12		970	132,7	75	150,0
300	840	529	7	675	895	325	230	8	2,0	512	12		1020	151,3	90	168,0
350	840	529	7	775	1020	377	250	9	2,0	512	12		1145	175,1	105	192,0
400	1040	630	7	680	950	426	310	6	2,0	613	14		1070	208,8	120	225,0
450	1040	630	7	755	1050	478	335	8	2,0	613	14		1170	243,5	130	260,0
500	1040	630	7	660	1175	529	380	7	2,0	613	14		1295	263,6	155	280,0
600	1120	720	8	925	1295	630	450	7	2,0	701	15		1415	373,5	200	390 0

Таблица 6.50

Конструктивные размеры и емкости сборников конденсата для газопроводов осушенного газа низкого давления малых размеров (рис. 6.23)

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*											Вес сборника, *кГ*	Емкость сборника, *л*	Общий вес, *кГ*
	L	D	S	h	H	d	l	D_1	S_2	$d_1 \times S_1$	l_1			
50	400	219	6	276	366	60	110	204	7	42×3,5 ГОСТ 8734-58	495	18,0	6,0	35
70	400	219	6	284	394	76	110	204	7		525	19,3	6,0	36
80	400	219	6	291	396	89	115	204	7		525	19,7	6,0	36,5
100	460	273	7	272	387	108	125	256	9		515	28,5	8,0	45,0
125	460	273	7	285	410	133	125	256	9		535	30,2	8,0	47,0

Устройство и конструктивные размеры этих сборников для газа низкого давления приведены на рис. 6.24 и в табл. 6.51.

Сборники конденсата для газа среднего и высокого давления. Характерной особенностью сборников конденсата для газа среднего и высокого давлений является наличие в них устройств, предотвращающих подъем конденсата в трубке за счет значительного давления газа. С этой целью в верхней части трубки делается отверстие размером около 2 *мм*, и она помещается в футляр (уравнительную трубку), привариваемый к верхнему дну сборника.

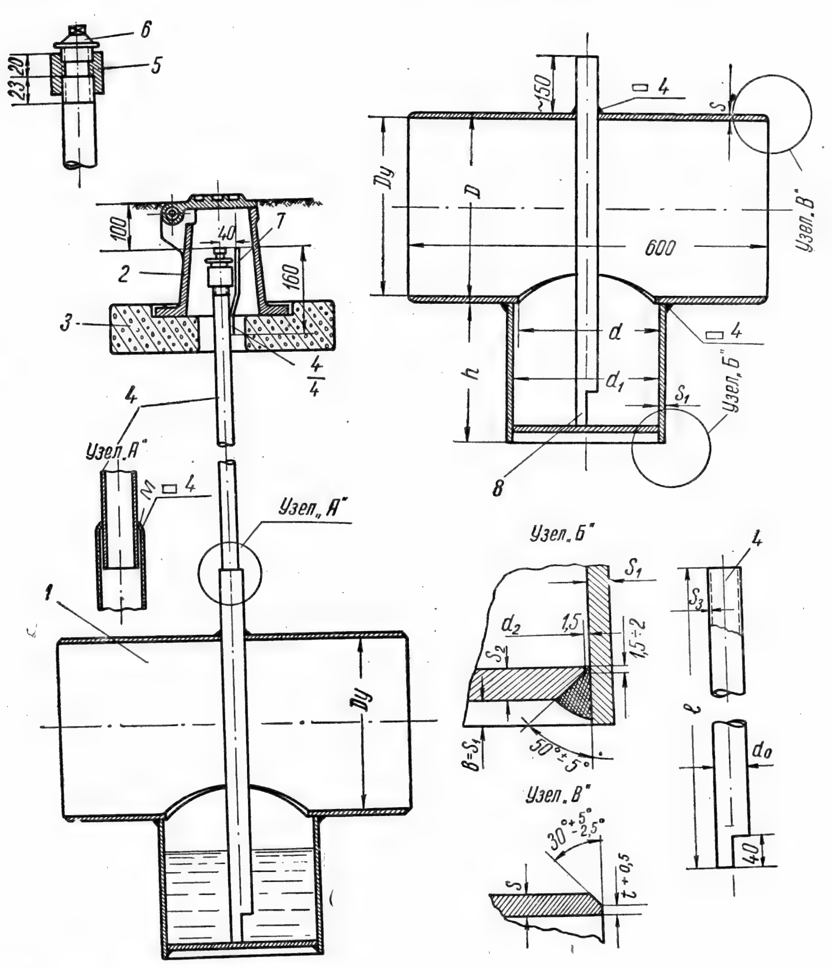


Рис. 6.24. Сборник конденсата для больших газопроводов осушенного газа низкого давления (обозначения см. на рис. 6.23).

Таблица 6.51

Конструктивные размеры (*мм*) и емкости сборников конденсата для газопроводов осушенного газа низкого давления больших размеров

Условный проход $D_у$, *мм*	Труба				Патрубок			Днище		Трубка		Вес сборника, *кГ*	Емкость сборника, *л*	Общий вес установки, *кГ*
	D	d	S	t	d_1	S_1	h	d_2	S_2	$d_0 \times S_3$	l			
150	159	145	4,5	1,0	159	4,5	395	147	7	42 × 3,5 ГОСТ 8734-58	690	20,2	6	37
200	219	145	6	1,5	159	4,5	395	147	7		750	28,3	6	45
250	273	200	7	2,0	219	6	305	204	7		715	38,9	8	56
300	325	200	8	2,0	219	6	305	204	7		765	49,1	8	66
350	377	254	9	2,0	273	7	250	256	9		760	63,5	10	80
400	426	254	6	2,0	273	7	250	256	9		810	53,2	10	70
450	478	305	8	2,0	325	8	257	306	9		870	76,2	15	94
500	529	305	7	2,0	325	8	257	306	9		920	75,2	15	92

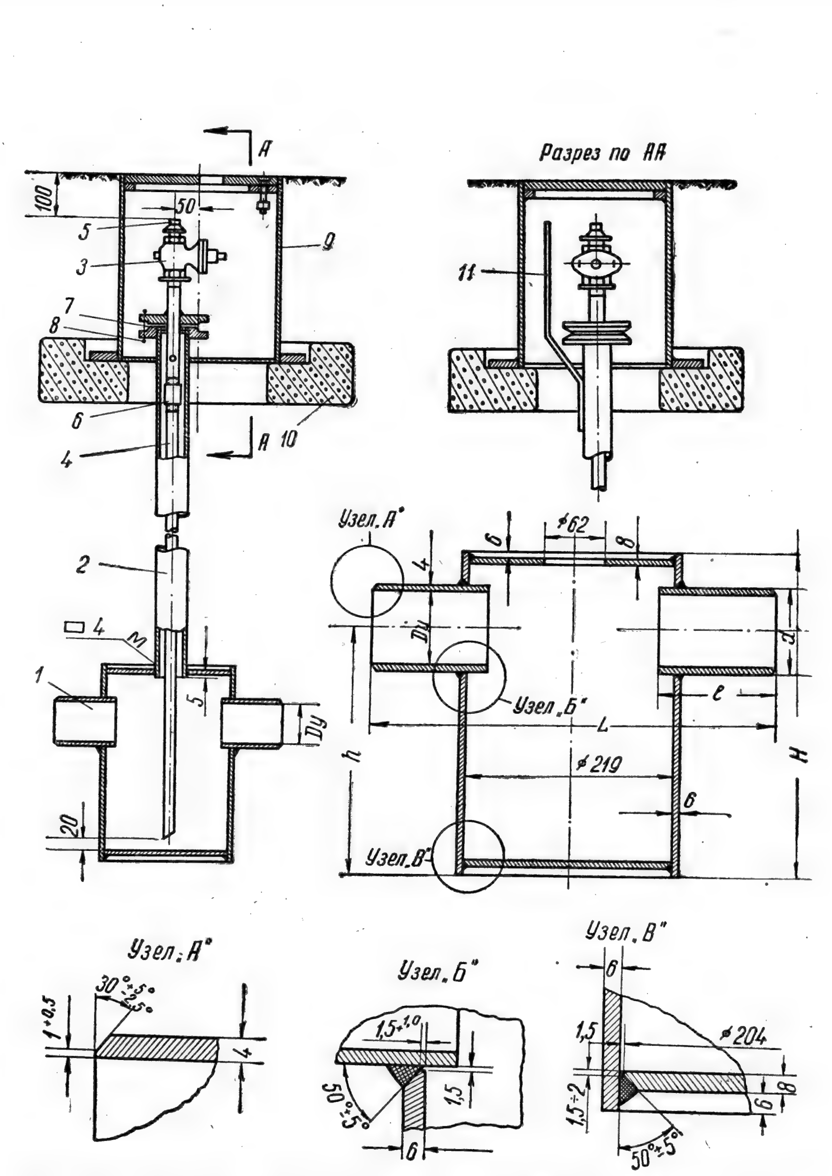


Рис. 6.25. Сборник конденсата для газопроводов осушенного газа среднего и высокого давлений малых размеров:

1 — корпус; 2 — кожух из трубы 60 × 4; 3 — кран сальниковый муфтовый 11Б5бк ∅ 1″; 4 — трубка внутренняя 34 × 4; 5 — пробка из ковкого чугуна ∅ 1″; 6 — муфта стальная 1″; 7 — паронитовая прокладка между фланцами; 8 — болт (4 шт.) М16 × 50; 9 — ковер большой; 10 — подушка под ковер; 11 — контакт для замера разности потенциалов.

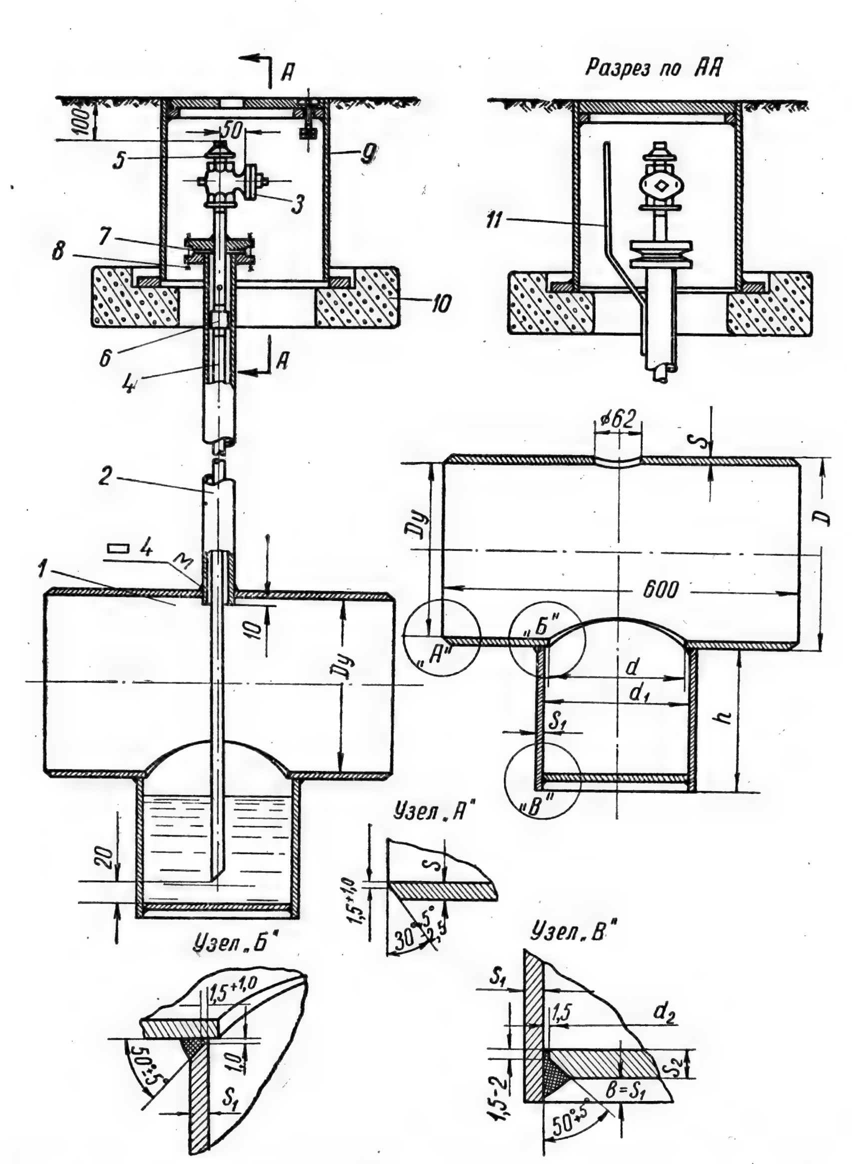
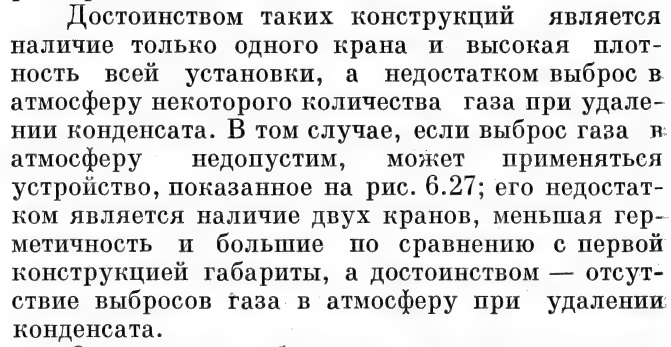


Рис. 6.26. Сборник конденсата для газопроводов осушенного газа среднего и высокого давлений больших размеров (обозначения см. на рис. 6.25).

Наличие отверстия и футляра приводит к выравниванию давлений в верхней и нижней частях трубки и в сборнике, что не допускает подъема конденсата и его замерзания в зимнее время.

Устройство таких сборников, рассчитанных на давление осушенного газа до 6 *кГ/см*², приведено на рис. 6.25 и 6.26, а их конструктивные размеры в табл. 6.52 и 6.53.



Достоинством таких конструкций является наличие только одного крана и высокая плотность всей установки, а недостатком выброс в атмосферу некоторого количества газа при удалении конденсата. В том случае, если выброс газа в атмосферу недопустим, может применяться устройство, показанное на рис. 6.27; его недостатком является наличие двух кранов, меньшая герметичность и большие по сравнению с первой конструкцией габариты, а достоинством — отсутствие выбросов газа в атмосферу при удалении конденсата.

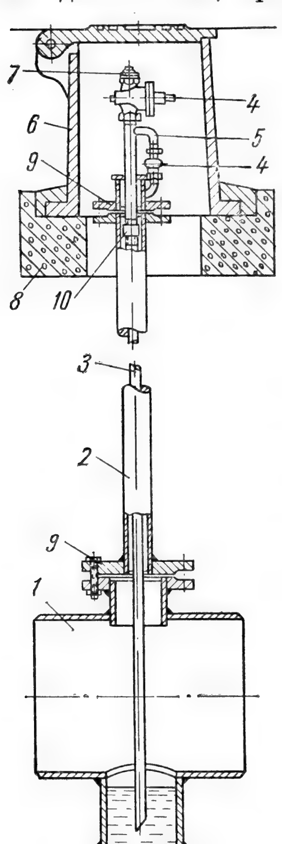


Рис. 6.27. Сборник конденсата для газопроводов среднего и высокого давлений:

1 — корпус сборника; *2* — уравнительная трубка; *3* — трубка для удаления конденсата; *4* — сальниковые краны; *5* — соединение уравнительной трубки с трубкой для удаления конденсата; *6* — ковер; *7* — пробка; *8* — подушка под ковер; *9* — фланцы; *10* — муфта.

Опорожнение сборников конденсата среднего и высокого давлений производится за счет давления газа без применения насосов.

4. Устройства для предохранения отдельных частей газопроводов и арматуры от повреждений

К устройствам, предохраняющим уязвимые места газопроводов и арматуры от повреждений, относятся: коверы, муфты, компенсаторы и футляры.

Коверы служат для защиты от механических повреждений устройств газопроводов, выходящих на поверхность земли: кранов, пробок и трубок сборников конденсата и гидрозатворов, контрольных проводников и контрольных трубок. Обычно коверы изготовляются двух размеров: малые — для защиты трубок и арматуры сборников конденсата низкого давления и гидрозатворов, а также контрольных проводников и контрольных трубок и большие — для защиты трубок и арматуры сборников конденсата среднего и высокого давлений.

По способу изготовления и применяемому материалу коверы изготовляются двух типов: коверы с чугунным литым корпусом и стальной литой откидной крышкой и коверы стальные сварные из труб с подъемно-поворотной крышкой.

Коверы с чугунным корпусом изготовляются при массовой заготовке, а стальные при индивидуальной заготовке или при небольшой серии.

С целью предотвращения просадки коверов и повреждения защищаемых ими устройств они устанавливаются на специальные бетонные подушки с легкой армировкой.

Таблица 6.52

Конструктивные размеры и емкости сборников конденсата для газопроводов осушенного газа среднего и высокого давлений (до 6 *кГ/см*²) малых размеров

Условный проход, $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*					Вес корпуса, *кГ*	Емкость сборника, *л*	Общий вес установки, *кГ*
	L	h	H	d	l			
50	400	255	315	60	110	17,2	5	65
70	400	255	325	76	110	17,8	5	66
80	400	255	330	89	115	18,3	5	67
100	460	285	375	108	145	20,4	6	69
125	460	285	390	133	155	21,5	6	70

Примечание. При влажном газе устройство сборника остается неизменным, за исключением размеров, определяющих его емкость. Последняя должна быть не менее величин, приведенных в табл. 6.49.

Таблица 6.53

Конструктивные размеры и емкости сборников конденсата для газопроводов осушенного газа среднего и высокого давлений (до 6 *кГ/см*²) больших размеров

Условный проход $D_у$, *мм*	Труба			Патрубок			Днище		Вес корпуса, *кГ*	Емкость, *л*	Общий вес установки, *кГ*
	D	S	d	d_1	S_1	h	d_2	S_2			
150	159	4,5	145	159	4,5	350	147	10	17,6	5	66
200	219	6	200	219	6,0	290	204	12	31,2	7	80
250	273	7	200	219	6,0	290	204	12	37,5	7	86
300	325	8	200	219	6,0	380	204	12	50,3	10	100
350	377	9	200	219	6,0	380	204	12	51,4	10	111
400	426	6	200	219	6,0	380	204	12	50,7	10	100
450	478	8	250	273	7,0	365	256	14	74,6	15	124
500	529	7	250	273	7,0	365	256	14	73,5	15	123
600	630	7	305	325	8,0	365	305	18	93,0	20	143
700	720	8	305	325	8,0	365	305	18	111,1	20	162

Примечание. 1. При использовании сборников для влажного газа их емкость должна быть увеличена до размеров, приведенных в табл. 6.49.

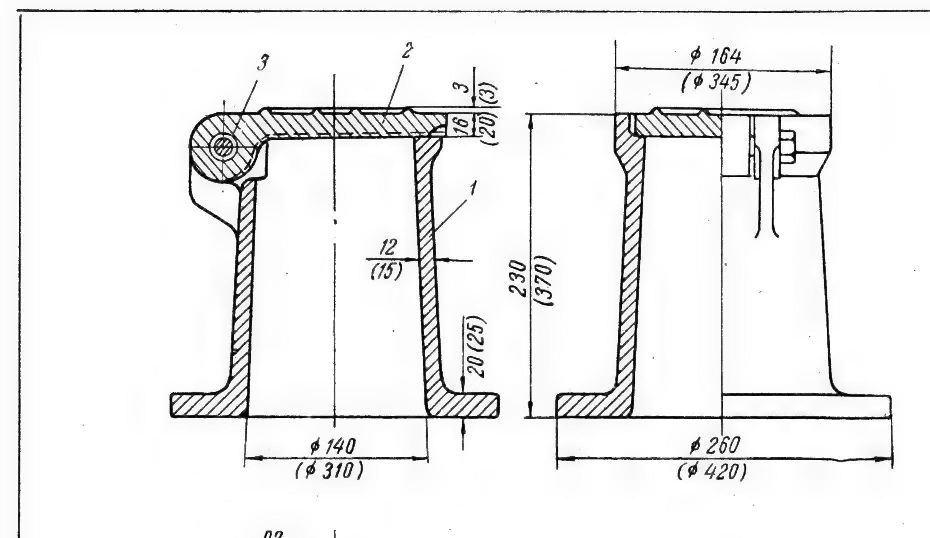
2. При давлениях газа до 3 *кГ/см*² толщины днищ целесообразно уменьшить: для $D_у = 150$ *мм* — до 7 *мм*; для $D_у = 200 \div 400$ *мм* — до 9 *мм*; для $D_у = 450 \div 500$ до 11 *мм*; для $D_у = 600 \div 700$ *мм* — до 13 *мм*.

Конструкции коверов, получивших наибольшее распространение и их основные размеры приведены на рис. 6.28—6.29, а подушек под коверы на рис. 6.30.

Предохранительные муфты. С целью создания повышенной эксплуатационной надежности городских газопроводов при неуверенности в сварных швах или их небезупречности над ними устанавливались предохранительные муфты.

В зависимости от местных условий предохранительные муфты применялись двух типов: лепестковые и составные из двух свариваемых полумуфт.

Лепестковые муфты применялись при небольшой их потребности и несмонтированном (несваренном) газопроводе, а составные — при массовой потребности, а также на построенных газопроводах.



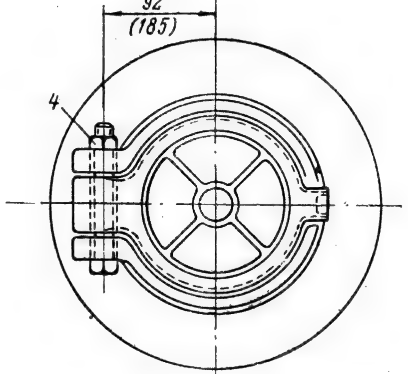


Рис. 6.28. Ковер малый чугунный со стальной крышкой (в скобках приведены размеры для большого ковера):

1 — корпус чугунный; *2* — крышка из стального литья; *3* — болт; *4* — гайка. Общий вес малого ковера 13,5 *кг*, большого ковера 67 *кг*.

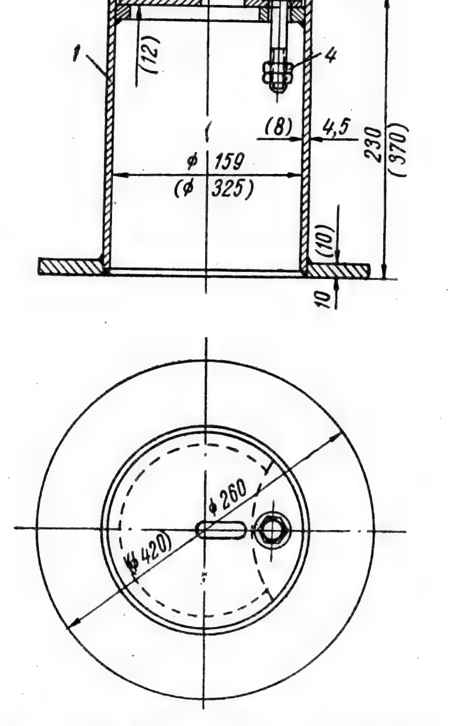


Рис. 6.29. Ковер малый стальной (в скобках приведены размеры для большого ковера).

Обозначения см. на рис. 6.28. Вес малого ковера — 8 *кг*, большого ковера — 33 *кг*.

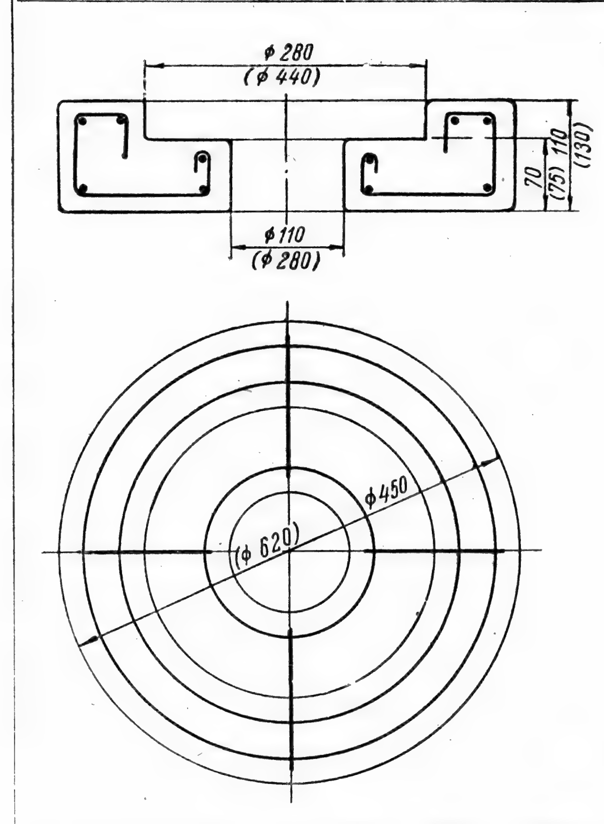


Рис. 6.30. Подушка под ковер малый (в скобках даны размеры для подушки под большой ковер).

Вес арматуры для подушки малого ковера 1,27 *кг*; общий вес 38 *кг*. Вес арматуры для подушки большого ковера 2,17 *кг*; общий вес 65 *кг*.

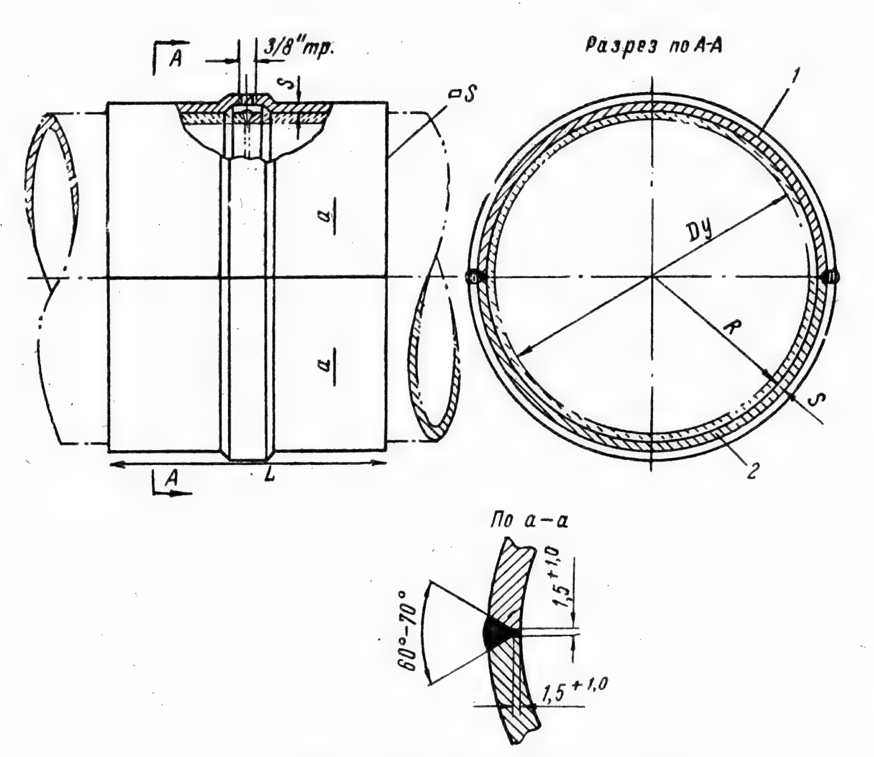


Рис. 6.31. Муфта предохранительная составная:

1 — верхняя; *2* — нижняя полумуфта. Продольные швы муфты не должны привариваться к телу трубы.

Отверстие $^3/_8$'' после испытания заваривается.

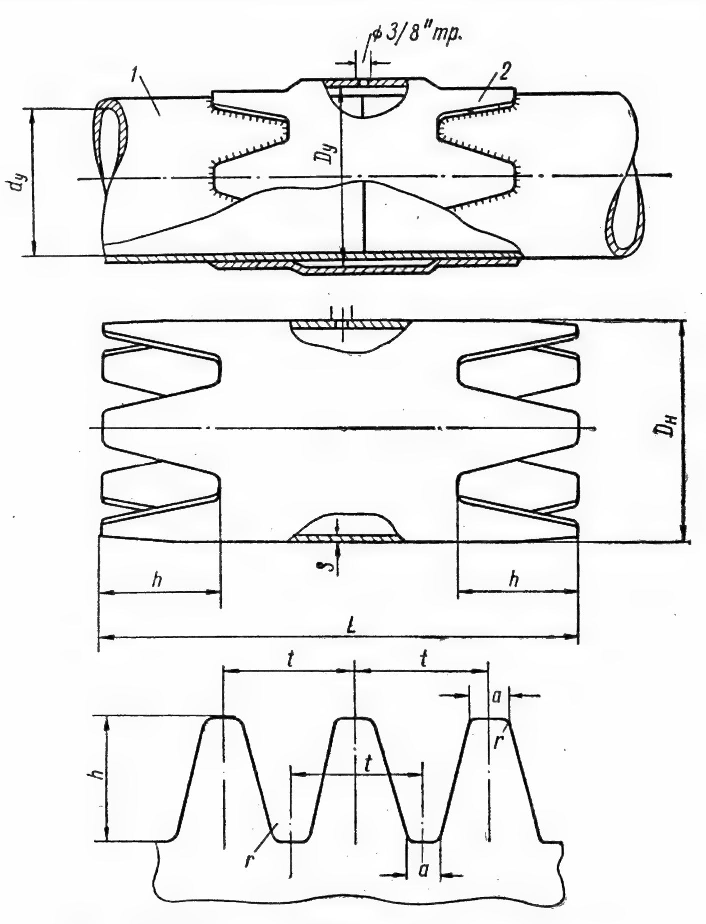


Рис. 6.32. Муфта предохранительная лепестковая.
1 — газопровод; 2 — муфта.

Конструкция и размеры составных и лепестковых муфт приведены на рис. 6.31—6.32 и в табл. 6.54 и 6.55.

Таблица 6.54

Муфты предохранительные составные

Условный проход $D_у$, *мм*	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500	600
Размеры, *мм*:												
R	$44{,}5^{+0{,}45}$	$54^{+0{,}55}$	$66{,}5^{+0{,}67}$	$79{,}5^{+0{,}8}$	$109{,}5^{+1{,}10}$	$136{,}5^{+1{,}7}$	$162{,}5^{+2{,}0}$	$188{,}5^{+2{,}4}$	$213^{+0{,}75}$	$239^{+0{,}75}$	$264{,}5^{+0{,}75}$	$315^{+0{,}75}$
L	300	300	300	300	300	300	300	300	300	350	350	350
S	4	4	5	5	6	7	8	8	8	8	8	8
Общий вес, *кГ*	2,8	3,4	5,2	6,2	9,2	14,6	20,0	23,0	25,8	33,6	37,2	44,2

Таблица 6.55

Муфты предохранительные лепестковые (размеры, *мм*)

Усл. проход газопровода $d_у$, *мм*	Усл. проход муфты $D_у$	$D_н$	S	L	t	Кол-во лепестков n	h	a	r	Вес, *кГ*
80	100	108	4,0	500	85	4	100	30	10	4,1
100	125	133	4,0	500	104	4	100	30	10	5,1
125	150	159	4,5	550	125	4	125	35	10	7,3
150	200	219	6,0	550	137	5	125	35	10	13,4
200	250	273	7,0	600	172	5	150	40	15	20,6
250	300	325	8,0	600	170	6	150	40	15	28,0
300	350	377	9,0	600	169	7	150	40	15	36,0
350	400	426	6,0	700	192	7	175	40	15	33,0
400	450	478	8,0	700	188	8	175	40	15	49,0
450	500	529	7,0	700	185	9	175	40	15	47,0
500	600	630	7,0	700	198	10	175	50	15	56,0

Примечание. Заготовка из труб по ГОСТ 8732—58 и ГОСТ 4015—58.

Компенсаторы. С целью снижения напряжений, вызываемых колебаниями температур грунта, на фланцы чугунных задвижек, а также для возможности демонтажа задвижек и последующей их установки применяются компенсаторы.

Наибольшее распространение на подземных газопроводах получили линзовые компенсаторы, устанавливаемые в колодцах, совместно с задвижками.

Установка сальниковых компенсаторов на подземных газопроводах из-за их негерметичности недопустима, поэтому они находят применение только на надземных газопроводах, прокладываемых на открытом воздухе и при условии, если температурные напряжения не могут быть локализованы самокомпенсацией газопровода за счет его поворотов или создания П-образных конструкций.

Линзовые компенсаторы выполняются из тонколистовой стали в виде отдельных свариваемых между собой полулинз. Обычно для обеспечения нормальных условий демонтажа и монтажа задвижек на городских газопроводах, а также для снятия температурных напряжений с фланцев задвижек применяются двухлинзовые компенсаторы, состоящие из четырех полулинз.

Размеры линзовых компенсаторов наиболее часто принимаются из условия $D - D_у = 250 \div 300$ *мм* и $R = 30$ *мм*.

Допустимая величина осевой деформации для указанных размеров в зависимости от давления газа в трубопроводе и толщины стенки при запасе прочности 1,5 относительно предела текучести приведена в табл. 6.56.

Установка линзовых компенсаторов производится в несколько сжатом состоянии с учетом их максимальной компенсирующей способности и осевых усилий. Под максимальной компенсирующей способностью компенсатора понимается двухстороннее изменение его длины. Для многолинзового компенсатора компенсирующая способность определяется суммой компенсирующих способностей отдельных линз.

Таблица 6.56

Зависимость осевых деформаций компенсаторов от внутреннего давления

Давление газа, *ата*	Допустимая деформация на одну линзу (*мм*) при толщине стенки	
	$S_1 = 3$ *мм*	$S_1 = 4$ *мм*
1	±5,0	±4,0
2	±4,5	±3,5
3	±4,0	±3,0
4	±3,0	±2,5
5	±2,0	±2,0
6	±0,5	±1,5

Устройство и конструктивные размеры линзовых компенсаторов на давления до 3 *кГ/см²* и от 3 до 6 *кГ/см²* приведены на рис. 6.33 и в табл. 6.57, а сальниковых на рис. 6.34 и в табл. 6.58.

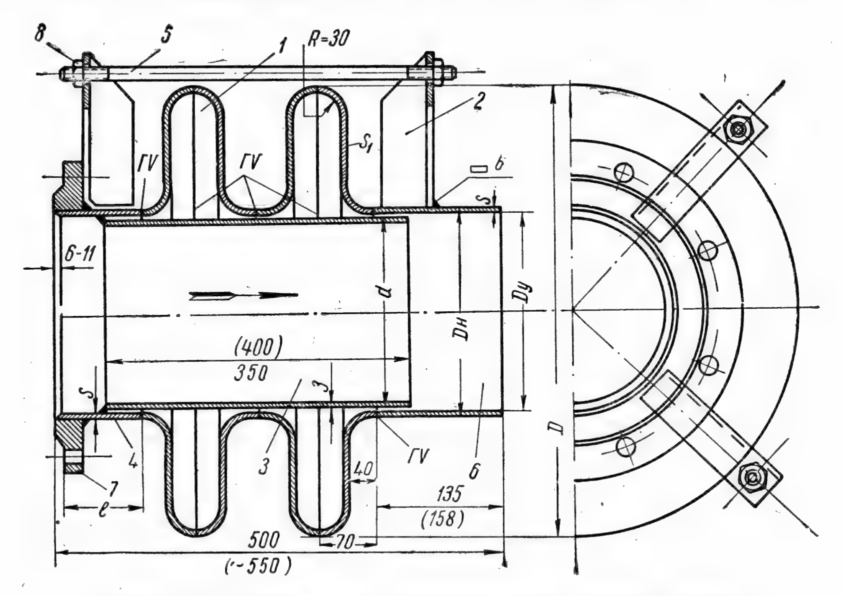


Рис. 6.33. Компенсатор двухлинзовый с одним фланцем:

1 — полулинза; *2* — кронштейн; *3* — рубашка; *4* — патрубок; *5* — тяга; *6* — царга; *7* — фланец; *8* — гайка.

Для компенсаторов $P_у > 3$ до 6 *кГ/см²* изменяемые размеры приведены в скобках.

Футляры на газопроводах применяются при пересечении железных и магистральных шоссейных дорог, ненапорных коллекторов и колодцев различного назначения, при вынужденной прокладке газопроводов в особенности высокого и среднего давлений в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, а также при укладке газопроводов на малых глубинах, на которых сказываются динамические воздействия транспорта.

Они находят применение и в тех случаях, когда по местным условиям невозможно производить отрывку траншей для прокладки газопроводов

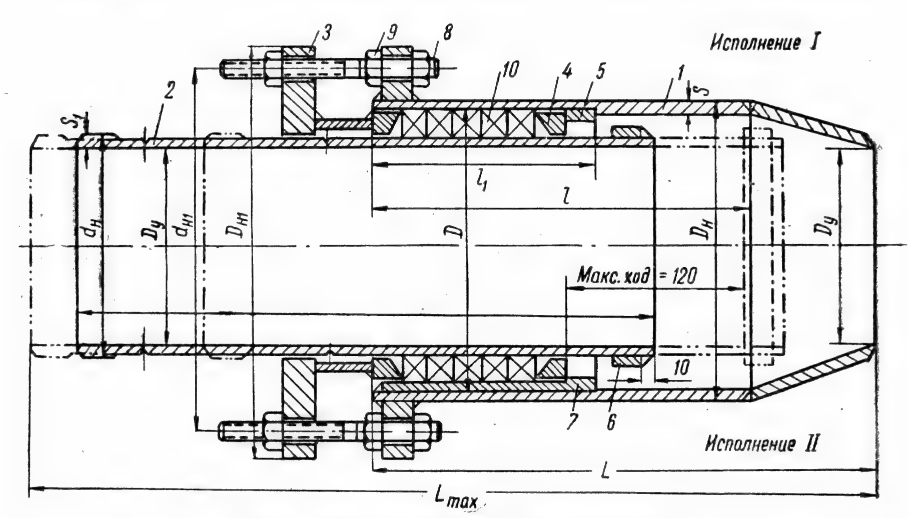


Рис. 6.34. Компенсатор сальниковый:

1 — корпус; 2 — стакан; 3 — грундбукса; 4 — контрбукса; 5 — кольцо корпуса; 6 — кольцо стакана; 7 — вкладыш; 8 — тяга; 9 — гайка; 10 — набивка.

Таблица 6.57

Компенсаторы двухлинзовые на $P_у \leqslant 3$ кГ/см² и на $P_у > 3$ до 6 кГ/см² (размеры, *мм*)

Условный проход газопровода $D_у$	Общие размеры для $P_у \leqslant 3$ кГ/см² и для $P_у > 3$ до 6 кГ/см²				Патрубки l		Толщина стенки линзы S_1		Тяга и гайка		Вес, кГ	
	$D_н$	D	S	d	для $P_у \leqslant 3$ кГ/см²	для $P_у > 3$ до 6 кГ/см²	для $P_у \leqslant 3$ кГ/см²	для $P_у > 3$ до 6 кГ/см²	для $P_у \leqslant 3$ кГ/см²	для $P_у > 3$ до 6 кГ/см²	для $P_у \leqslant 3$ кГ/см²	для $P_у > 3$ до 6 кГ/см²
100	108	360	4,0	98	77	102	3	4	M10	M22	24,0	46,0
125	133	380	4,0	122	77	102	3	4	M10	M22	27,0	50,0
150	159	420	4,5	147	77	102	3	4	M12	M22	33,0	56,0
200	219	460	6,0	204	75	100	3	4	M12	M22	41,0	66,0
250	273	525	7,0	256	74	99	3	5	M16	M22	55,0	86,0
300	325	575	8,0	306	73	98	3	5	M16	M22	63,0	97,0
350	377	625	9,0	356	72	97	3	5	M20	M30	76,0	125,0
400	426	675	6,0	411	75	100	3	5	M20	M30	81,0	129,0
450	478	725	8,0	459	73	98	3	5	M20	M30	94,0	145,0
500	529	800	7,0	512	74	99	3	5	M22	M30	107,0	161,0

при пересечении ими проездов, имеющих усовершенствованные покровы и напряженное автотранспортное движение.

Укладка газопроводов в этих случаях производится в футлярах, предварительно продавленных через грунт под проездом без остановки движения.

Назначение футляров заключается в защите газопроводов от механических воздействий находящихся над ними и под ними сооружений и пред-

Таблица 6.58

Компенсаторы сальниковые (основные размеры, *мм*)

Условный проход D_y, *мм*	$D_н$	D	S	l	l_1	L	$d_н$	S_1	$D_{н_1}$	$d_{н_1}$	L_{max}	Исполнение	Тяга (кол-во)	Гайка	Общий вес, *кГ*
80	133	127	4,0	205	102	265	89	4,0	245	210	528	II	4	M16	23
100	159	152	4,5	240	136	320	108	4,0	280	240	598	II	4	M16	32
125	168	156	7,0	220	120	300	133	4,0	280	240	578	I	4	M16	31
150	219	209	6,0	250	150	350	159	4,5	335	295	648	II	8	M16	50
200	273	262	7,0	280	180	380	219	6,0	390	350	690	I	8	M20	66
250	325	312	8,0	265	165	365	273	7,0	440	400	675	I	8	M20	84
300	377	362	9,0	270	165	370	325	8,0	500	460	680	I	12	M20	108
350	426	417	6,0	265	165	365	377	9,0	565	515	677	I	12	M20	121
400	478	465	8,0	300	192	400	426	6,0	615	565	722	I	12	M20	136
450	529	518	7,0	280	177	380	478	8,0	670	620	694	I	16	M22	173
500	630	619	7,0	310	257	460	529	7,0	780	725	803	II	16	M22	288

отвращения сооружений от попадания в них газа при разрыве или неплотности газопроводов.

Устройство простейших футляров, служащих для прокладки газопроводов через фундаменты, стены зданий и сооружений показано на рис. 6.35, а их размеры приведены в табл. 6.59.

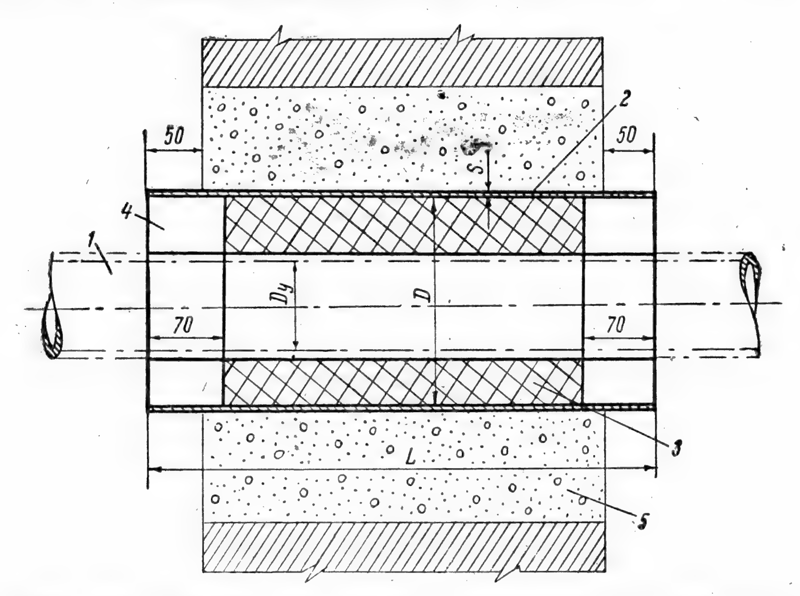


Рис. 6.35. Футляр для прохода газопроводов через фундамент и стены:

1 — газопровод; 2 — футляр; 3 — просмоленая пенька или джут; 4 — битумная эмаль марки IV; 5 — бетон марки 110.

Таблица 6.59

Футляры для прохода газопровода через фундаменты или стены зданий, коллекторов и колодцев

Условный проход $D_у$, *мм*	D	S	L	Вес, *кГ*
25/32	89	4	500	4,2
			650	5,5
			750	6,3
			900	7,6
40/50	108	4	500	5,1
			650	6,6
			750	7,7
			900	9,2
70/80	159	4,5	500	8,6
			650	11,2
			750	12,9
			900	13,5
100/125	219	6	500	15,6
			650	20,4
			750	23,6
			900	28,4
150	273	7	500	23,0
			650	29,8
			750	34,4
			900	41,4
200	325	8	500	31,3
			650	40,7
			750	47,0
			900	56,4
250	377	9	500	40,8
			650	53,0
			750	61,3
			900	73,5
300	426	6	500	31,0
			650	40,4
			750	46,6
			900	56,0
350	478	8	500	46,3
			650	60,3
			750	69,5
			900	83,4
400	529	7	500	45,0
			650	58,6
			750	67,5
			900	81,0
500	630	7	500	53,8
			650	70,0
			750	80,8
			900	97,0

Устройство футляров при пересечении газопроводами с давлением до 3 $кГ/см^2$ железных дорог, трамвайных путей, при прокладке газопроводов на недостаточных глубинах или в непосредственной близости от зданий приведено на рис. 6.36.

Особенностью этих футляров является наличие опор и контрольных трубок, выводимых под ковер и позволяющих проконтролировать по наличию или отсутствию газа плотность газопровода. Эти же типы футляров

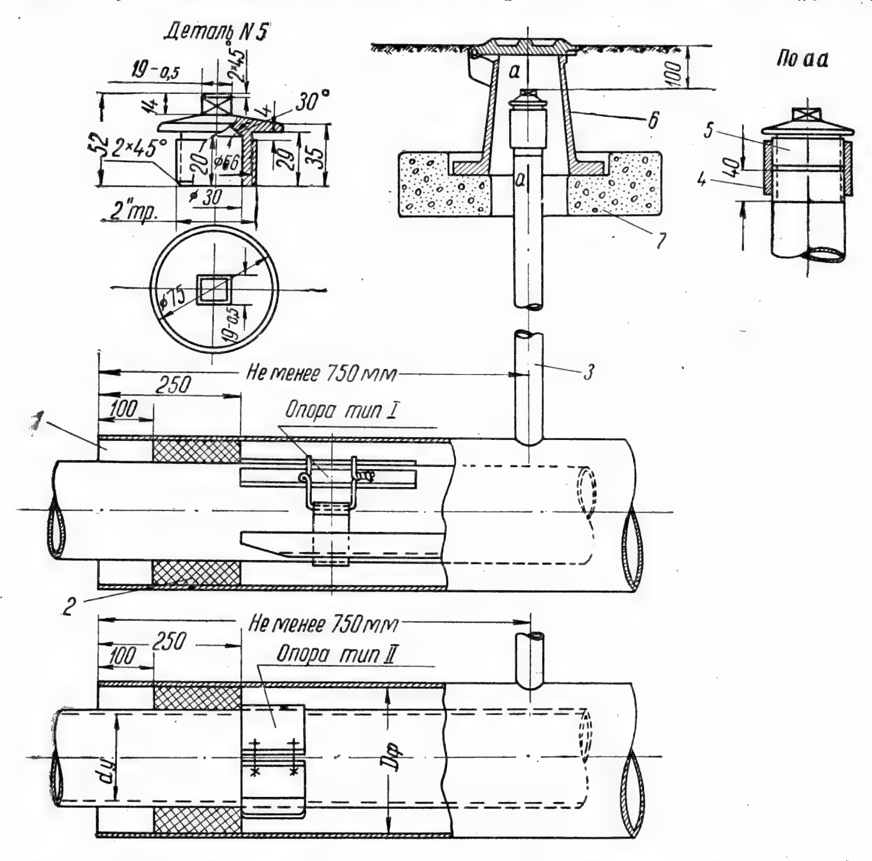


Рис. 6.36. Конструкции концов футляров с различными типами опор и контрольными трубками:

1 — битумная эмаль; 2 — промасленная пенька; 3 — контрольная трубка 60 × 4; 4 — муфта 2″; 5 — пробка; 6 — ковер малый; 7 — подушка под ковер.

(с опорами и без них) могут применяться при пересечении газопроводами подземных коллекторов и емкостей различного назначения. Конструкция опор при прокладке футляров методом продавливания и при наличии блуждающих токов выполняется таким образом, чтобы через них блуждающие токи не попадали в газопровод.

При прокладке футляров открытым способом и возможности их надлежащей изоляции необходимости в диэлектрических опорах нет, поэтому они могут выполняться простейшим способом — приваркой к стенке газопровода. Конструкции концов футляров с разными типами опор приведены на рис. 6.36, конструкции самих опор на рис. 6.37—6.38, а основные конструктивные размеры в табл. 6.60а—6.60б.

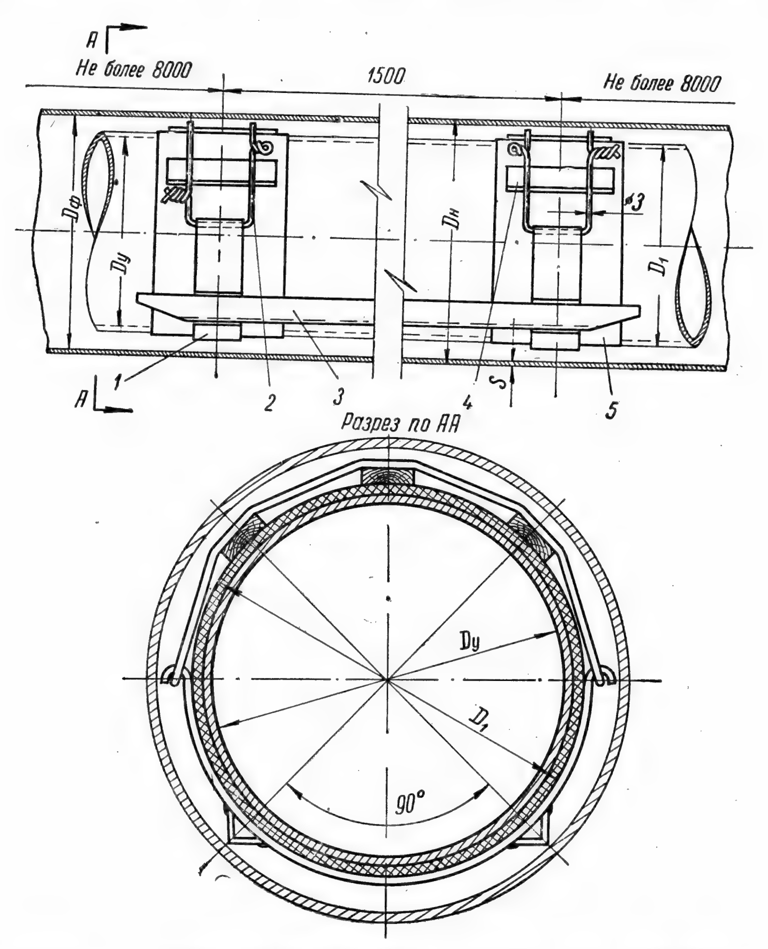


Рис. 6.37. Конструкция опоры тип I с полозом из разнобокого уголка:

1 — скоба; *2* — крепежная проволока; *3* — полоз; *4* — планка; *5* — обертки из гидроизола, толя, рубероида и аналогичных им материалов.

Таблица 6. 60а

Основные размеры (*мм*) футляров с опорами (тип I)

Газопровод		Футляр		Вес опоры, *кГ*
$D_у$	D_1	$D_ф$	$D_н \times S$	
50	80	125	133×4	7,5
80	105	150	159×4,5	6,2
100	125	200	219×6	21,7
125	150	200	219×6	8,5
150	180	250	273×7	15,5
200	235	300	325×8	14,5
250	290	350	377×9	11,4
300	345	400	426×6	12,9

Примечание. Диаметр D_1 задан для изоляции весьма усиленного типа.

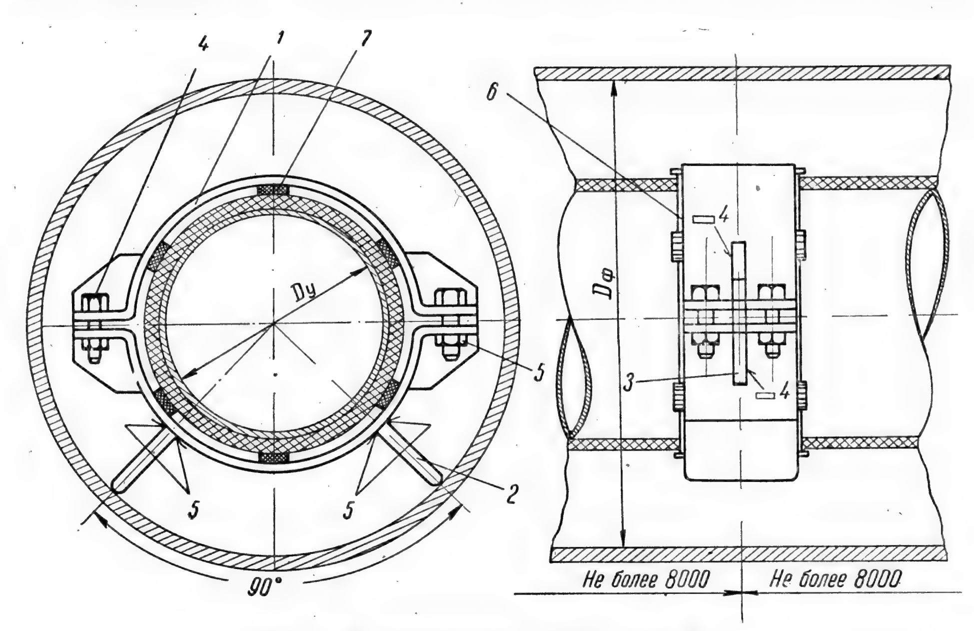


Рис. 6.38. Конструкция опоры тип II:

1 — полухомут; 2 — кошка; 3 — ребро; 4 — болт; 5 — гайка; 6 — обертка; 7 — деревянные бруски 15 × 25.

Таблица 6.60б

Основные размеры футляров с опорами (тип II)

Усл. проход газопровода Dу	50	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700
Усл. проход футляра $D_ф$	200	250	250	300	300	350	400	500	500	600	700	800	900
Вес опоры, *кГ*	2,6	3,0	3,1	3,6	3,6	4,4	5,0	5,8	6,0	7,0	8,1	9,3	10,3

Конструкция футляров для газопроводов высоких давлений, прокладываемых под железными дорогами и в других ответственных местах, усложняется за счет устройства сальникового уплотнения и трубопровода, отводящего газ из футляра в атмосферу при неплотности газопровода и разрыве его стыков.

Трубопровод для выброса газа в атмосферу отводится в безопасное от пересекаемого сооружения место и снабжается дефлектором.

Конструкция и основные размеры таких сальников приведены на рис. 6.39 и в табл. 6.61.

5. Фасонные и соединительные части газопроводов

К основным фасонным частям газопроводов, изготовляемых из листовой стали или труб, относятся: переходы, колена, отводы, тройники, крестовины, фланцы и заглушки.

Переходы применяются для изменения одного размера газопровода на другой — больший или меньший. Наиболее часто переходы изготов-

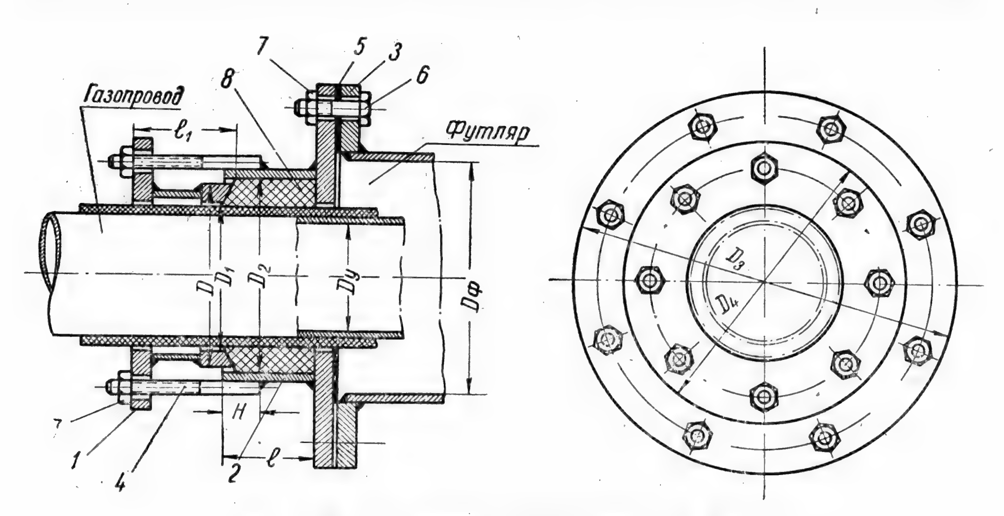


Рис. 6.39. Сальниковое уплотнение для футляра:

1 — грундбукса; 2 — корпус; 3 — фланец; 4 — шпилька; 5 — паронитовая прокладка; 6 — болт; 7 — гайка; 8 — набивка из промасленной пеньки или аналогичного материала.

Таблица 6.61

Основные размеры (*мм*) сальниковых уплотнений футляров

Усл. проход газопровода $D_у$	Усл. проход футляра $D_ф$	D	D_1	D_2	l	H	l_1	D_3	D_4	Болты: размеры	Болты: кол-во	Шпильки: размеры	Шпильки: кол-во	Общий вес, *кГ*
100	200/250	165	130	170	80	30	80	320	240	M16×55	8	M16×145	8	25/30
125	200/300	195	155	200	80	30	80	375	270	То же	8	То же	8	26/38
150	250/300	220	180	225	80	30	80	375	295	» »	8	» »	8	31/38
200	300/350	285	240	290	80	30	80	440	360	» »	8	» »	8	39/45
250	350/400	345	295	350	100	35	90	490	420	M20×70	12	M20×155	12	56/62
300	400/500	400	350	406	100	35	90	540	480	То же	12	То же	12	62/78
350	500	460	400	466	100	35	95	595	540	» »	12	» »	12	80
400	600	510	450	516	100	35	95	645	590	» »	12	» »	12	117
500	700	620	555	626	125	40	110	755	705	» »	12	M20×175	12	147

ляются из развертки стальной листовой заготовки с толщиной стенки равноценной или близкой к толщине стенки труб. После свертывания заготовки и сварки продольного шва (кромка под который предварительно подготавливается) получается усеченный конус с диаметрами оснований требуемых размеров. Длина перехода для обеспечения минимальных гидравлических потерь обычно принимается на 100 *мм* большей, чем удвоенная разница между большим и малым диаметрами конуса.

С кромок-торцов усеченного конуса для обеспечения качественной сварки с цилиндрической частью труб снимается фаска под тем же углом, который имеет фаска труб.

В некоторых случаях переходы изготовляются из труб вырезкой клиньев с последующей подгибкой друг к другу оставшихся невырезанными частей трубы и их сваркой. При подгибке клиньев между ними оставляют для сварки зазоры размером 2—2,5 *мм*.

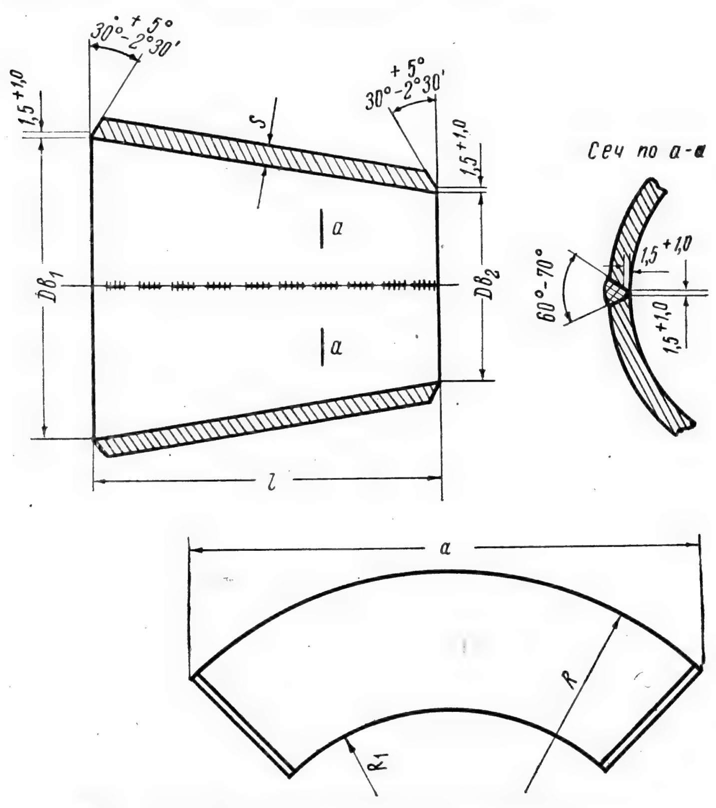


Рис. 6.40. Переход сварной из листовой стали.

В силу трудностей подготовки кромок под сварку и сложности сварки вершин вырезов переходы, выполненные из труб, обычно получаются более низкого качества, чем сваренные из листовой стали. По этой причине переходы такого типа следует, по возможности, ограничивать, в особенности для ответственных газопроводов.

На рис. 6.40 приведен наиболее распространенный тип переходов, а в табл. 6.62 их размеры.

Отводы (колена). Отводы применяются для плавного изменения направления газопровода. В зависимости от размера газопровода, метода изготовления конструктивных и монтажных возможностей и других местных условий употребляются отводы из гладкого и складчатого гнутья и сварные, состоящие из нескольких секторов.

Гнутье гладких отводов из труб диаметром условного прохода до 80 *мм* наиболее часто производится в холодном состоянии без набивки труб песком, с помощью гибочных станков. Гладкостенное гнутье труб

Таблица 6.62

Переходы сварные из листовой стали (размеры, *мм*)

Усл. проходы $D_{y1} \times D_{y2}$	$D_{в1}$	$D_{в2}$	l	S	Развертка			Вес, *кГ*
					R	R_1	a	
700×350	704	359	850	8	1791	924	2094	92,2
700×400		414	750	8	1875	1111	2107	84,9
700×450		462	650	8	1944	1283	2116	76,7
700×500		515	550	8	2102	1544	2133	67,6
700×600		616	350	8	2853	2500	2180	46,4
600×300	616	309	750	8	1556	791	1833	70,9
600×350		359	650	8	1616	954	1842	64,5
600×400		414	550	8	1727	1167	1857	57,1
600×450		462	450	8	1848	1392	1869	48,9
600×500		515	350	8	2185	1831	1895	39,8
500×250	515	259	650	7	1351	689	1541	44,8
500×300		309	550	7	1419	860	1550	39,9
500×350		359	450	7	1528	1072	1562	34,8
500×400		414	350	7	1827	1473	1586	28,5
500×450		462	250	7	2476	2225	1608	21,1
450×250	462	259	510	7	1292	733	1395	35,3
450×300		309	450	7	1399	943	1405	30,7
450×350		359	350	7	1612	1258	1422	25,3
450×400		414	250	7	2454	2202	1451	19,3
400×200	414	207	550	7	1139	580	1250	30,2
400×250		259	450	7	1241	785	1261	26,6
400×300		309	350	7	1419	1065	1275	22,2
400×350		359	250	7	1925	1674	1297	17,0
350×150	359	150	550	7	980	420	1085	25,2
350×200		207	450	7	1099	642	1096	22,8
350×250		259	350	7	1294	940	1113	19,3
350×300		309	250	7	1843	1592	1133	14,7
300×150	309	150	450	7	908	451	944	18,7
300×200		207	350	7	1096	742	959	16,1
300×250		259	250	7	1588	1336	979	12,8
250×100	259	100	450	6	762	305	792	12,5
250×125		125	400	6	802	397	796	11,9
250×150		150	350	6	861	507	800	11,0
250×200		207	250	6	1281	1030	818	8,9
200×100	207	100	350	5	702	348	641	6,9
200×125		125	300	5	783	480	646	6,3
200×150		150	250	5	936	684	652	5,7
150×80	150	81	300	4	673	370	473	3,7
150×100		100	250	4	773	522	476	3,1
150×125		125	200	4	1232	1031	481	2,6
125×80	125	81	250	4	735	484	400	2,7
125×100		100	200	4	1032	831	403	2,3
100×50	100	52	250	4	544	293	322	2,0
100×80		81	200	4	1097	897	326	1,9
80×50	81	52	200	4	587	386	265	1,4

больших диаметров выполняется в горячем состоянии с набивкой трубы сухим речным песком, не содержащим органических примесей.

Наиболее надежными трубами для изготовления отводов являются бесшовные.

При использовании для отводов труб с продольным сварным швом его следует для снижения напряжений располагать на нейтральной оси.

Гнутье труб для отводов следует применять во всех случаях, когда это допускается условиями радиуса изгиба, так как надежность работы таких отводов несколько выше, чем сварных.

Гнутье гладких отводов обычно выполняется с минимальным радиусом изгиба, равным $\geqslant 4\ D_у$.

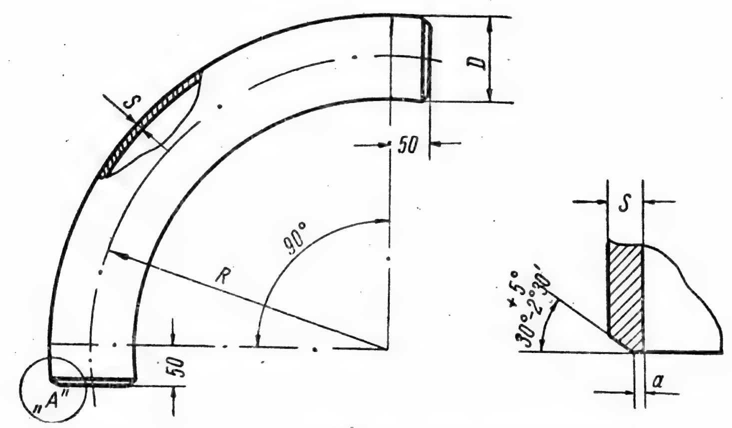


Рис. 6.41. Отвод гладкий с углом поворота 90°.

Если по конструктивным и монтажным возможностям такой радиус изгиба не может быть допущен, применяется складчатое гнутье с $R = (2{,}5 \div 3)\ D_у$ и сварные отводы с $R \geqslant D_у$.

Складчатое гнутье получается нагревом трубы в месте намечаемой складки до вишнево-красного цвета (температура около 800° С) ацетилено-кислородным или бензокислородным пламенем и изгибом ее после нагрева.

С целью снятия внутренних напряжений, возникающих при местном нагреве трубы для складчатого гнутья или при сварке, изготовленные отводы рекомендуется отжигать.

Число секторов в сварных отводах как правило принимается равным трем для поворотов газопровода под углом 30, 45 и 60° и четырем — для поворотов под углом 90°.

На рис. 6.41—6.45 и в табл. 6.63—6.75 приводятся некоторые наиболее распространенные типы отводов, изготовляемых из выпускаемых промышленностью наиболее тонкостенных труб по ГОСТ 8732—58 и 4015—58.

Тройники и крестовины (кресты). С помощью тройников и крестов выполняются ответвления от газопроводов в одну или соответственно в обе стороны. Для стальных газопроводов больших размеров тройники и кресты выполняются из труб с помощью вварки штуцеров в трубопроводы или заблаговременной их заготовки и последующей вварки в газопровод готовых изделий.

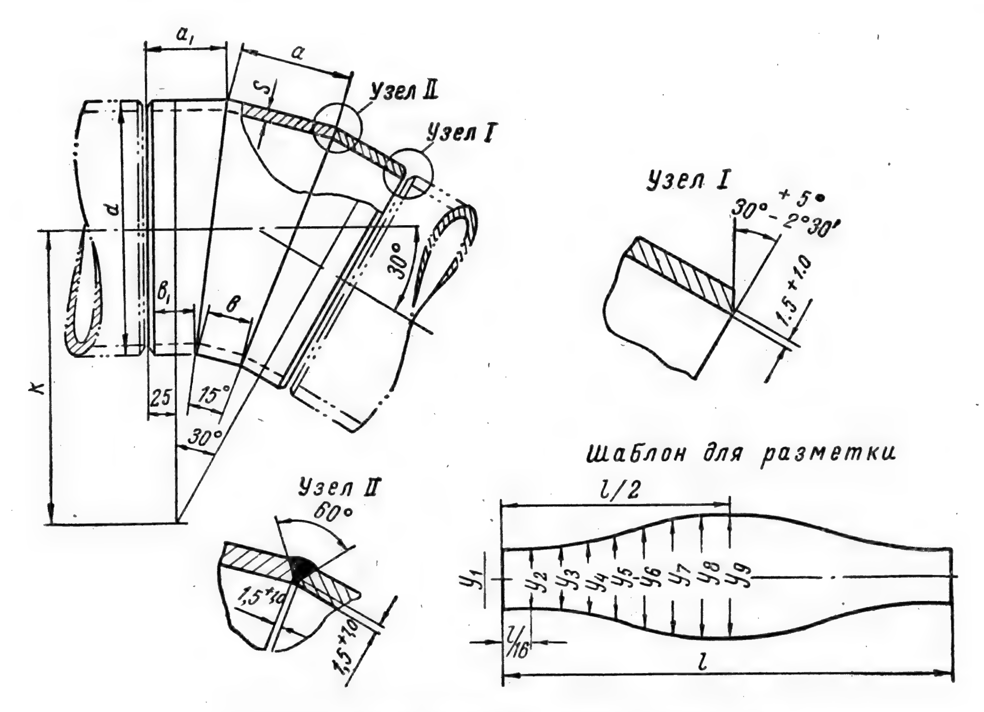


Рис. 6.42. Отвод сварной с углом поворота 30°.

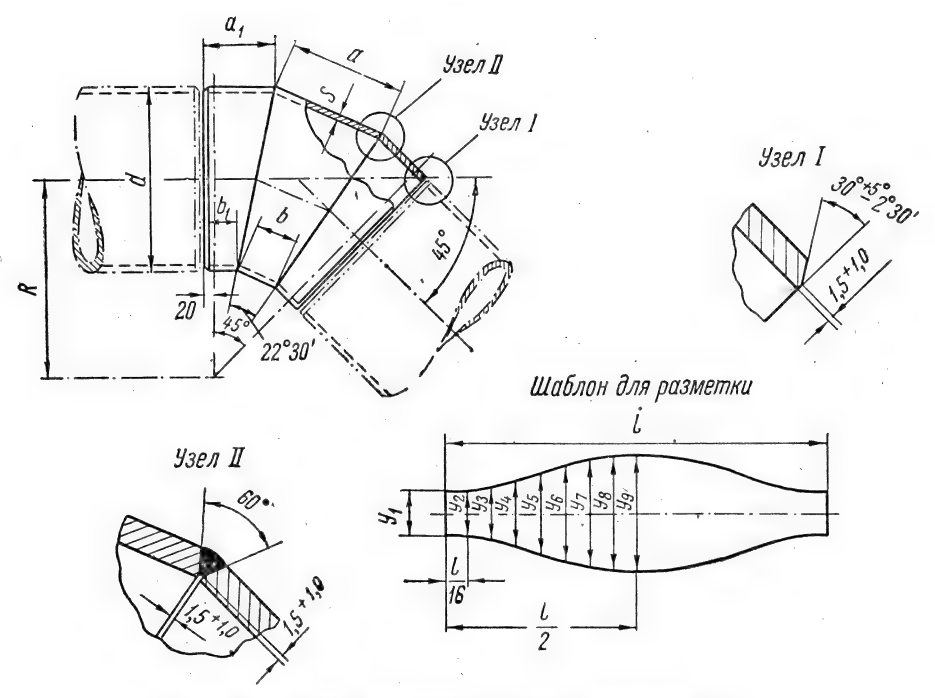


Рис. 6.43. Отвод сварной с углом поворота 45°.

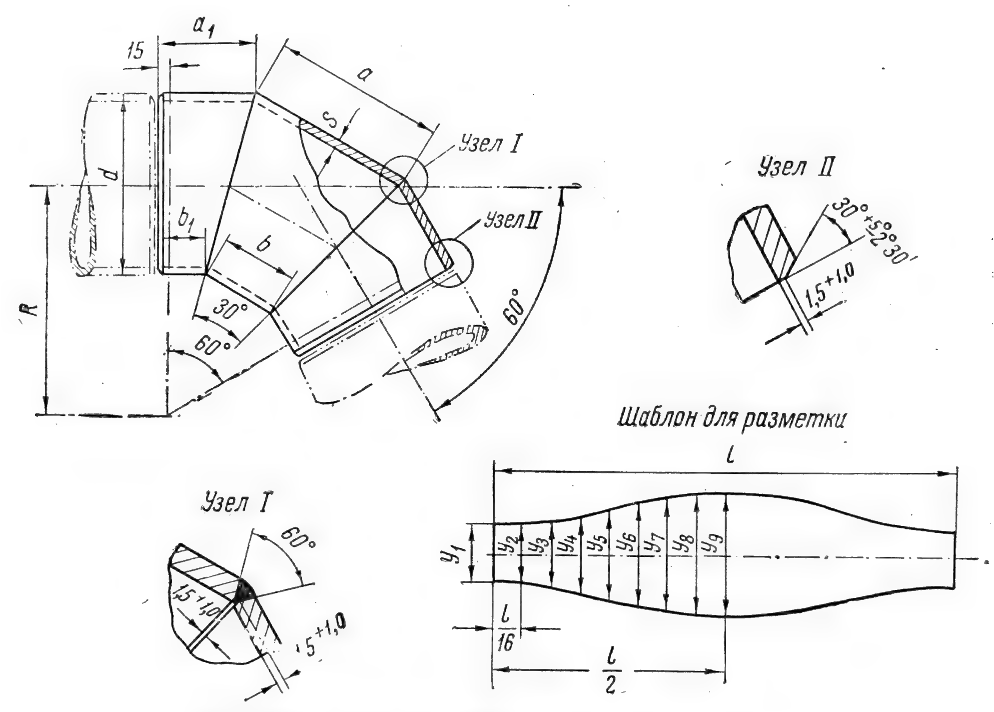


Рис. 6.44. Отвод сварной с углом поворота 60°.

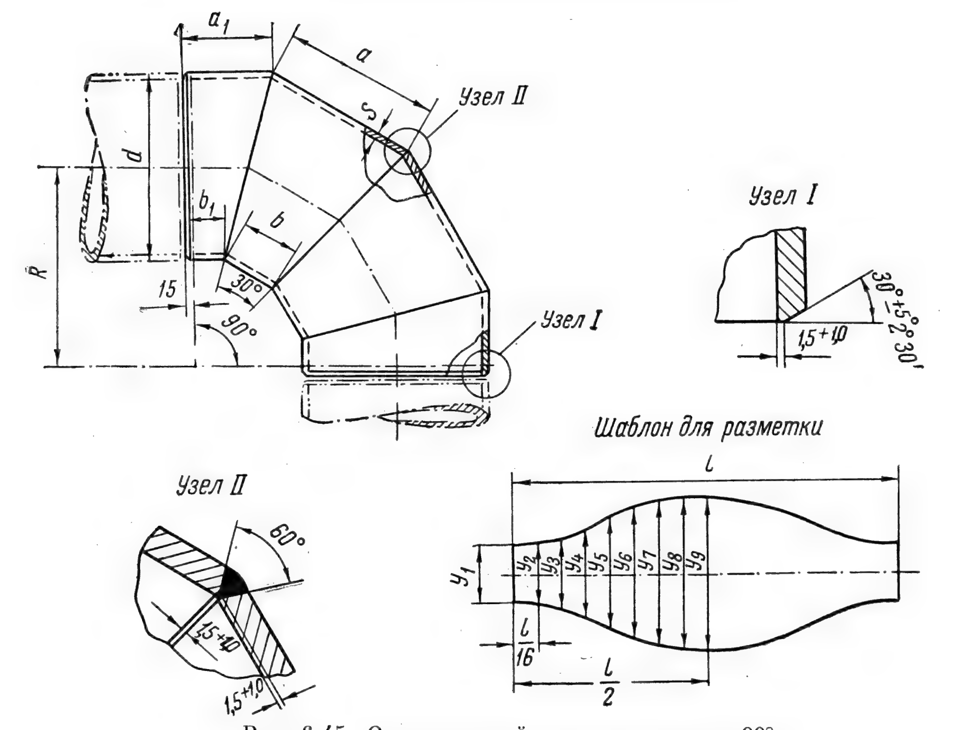


Рис. 6.45. Отвод сварной с углом поворота 90°.

Таблица 6.63

Отводы гладкие с углом поворота 90°

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*				Вес, *кГ*
	D	S	a	R	
50	60	4	1	250	2,7
70	76	4	1	300	4,1
80	89	4	1	350	5,5
100	108	4	1	400	7,5
125	133	4	1	450	10,3
150	159	4,5	1	600	17,9
200	219	6	1,5	800	42 7
250	273	7	1,5	1000	76,5
300	325	8	1,5	1200	124,5
350	377	9	2	1500	200,0
400	426	6	2	1800	182,0

Таблица 6.64

Отводы сварные с углом 30° при $R = D_у + 50$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
200	219	6	250	93	35	72	43	688	35	38	44	53	64	75	84	91	93	5,6
250	273	7	300	114	42	82	46	858	42	45	52	64	78	92	104	111	114	9,5
300	325	8	350	134	48	92	49	1021	48	52	61	74	91	108	121	130	134	14,5
350	377	9	400	153	54	101	52	1184	54	58	69	85	104	122	138	149	153	21,2
400	426	6	450	172	61	111	55	1338	61	66	78	96	116	137	155	167	172	17,5
450	478	8	500	192	67	121	58	1502	67	72	86	106	130	153	173	187	192	28,7
500	529	7	550	212	73	131	61	1662	73	78	93	116	142	169	192	207	212	30,1
600	630	7	650	252	86	151	68	1978	86	92	110	137	169	200	228	246	252	41,7
700	720	8	750	290	100	170	75	2261	100	108	128	159	195	232	263	283	290	51,9

В малых преимущественно внутренних газопроводах применяют готовые фитинги из ковкого чугуна или стали или заготавливают их из труб в мастерских.

Ниже на рис. 6.46 и в табл. 6.76 приведено устройство и размеры тройников и крестов, изготавливаемых из труб по ГОСТ 8732—58 и 4015—58.

Фланцы. Разъемные соединения на газопроводах диаметром более 50 *мм* обычно осуществляются с помощью фланцев. Необходимость таких соединений вызывается установкой на газопроводах фланцевых задвижек, запорных кранов и вентилей, регуляторов давления, диафрагм и другой фланцевой арматуры. Плотность фланцевых соединений достигается установкой между ними эластичных прокладок и затяжкой фланцев болтами.

В зависимости от назначения и давления, при котором работает трубопровод, а также от вида материала фланцы имеют различные конструкции и размеры. В городских газопроводах наибольшее применение получили стальные плоские приварные фланцы и свободные на приварном кольце. Последние применяются в тех случаях, когда необходимо по местным условиям облегчить подгонку болтовых отверстий. По давлению стальные фланцы изготовляются на $P_у = 2{,}5;\ 6;\ 10;\ 16{,}25$ *кГ/см*^{2} и более.

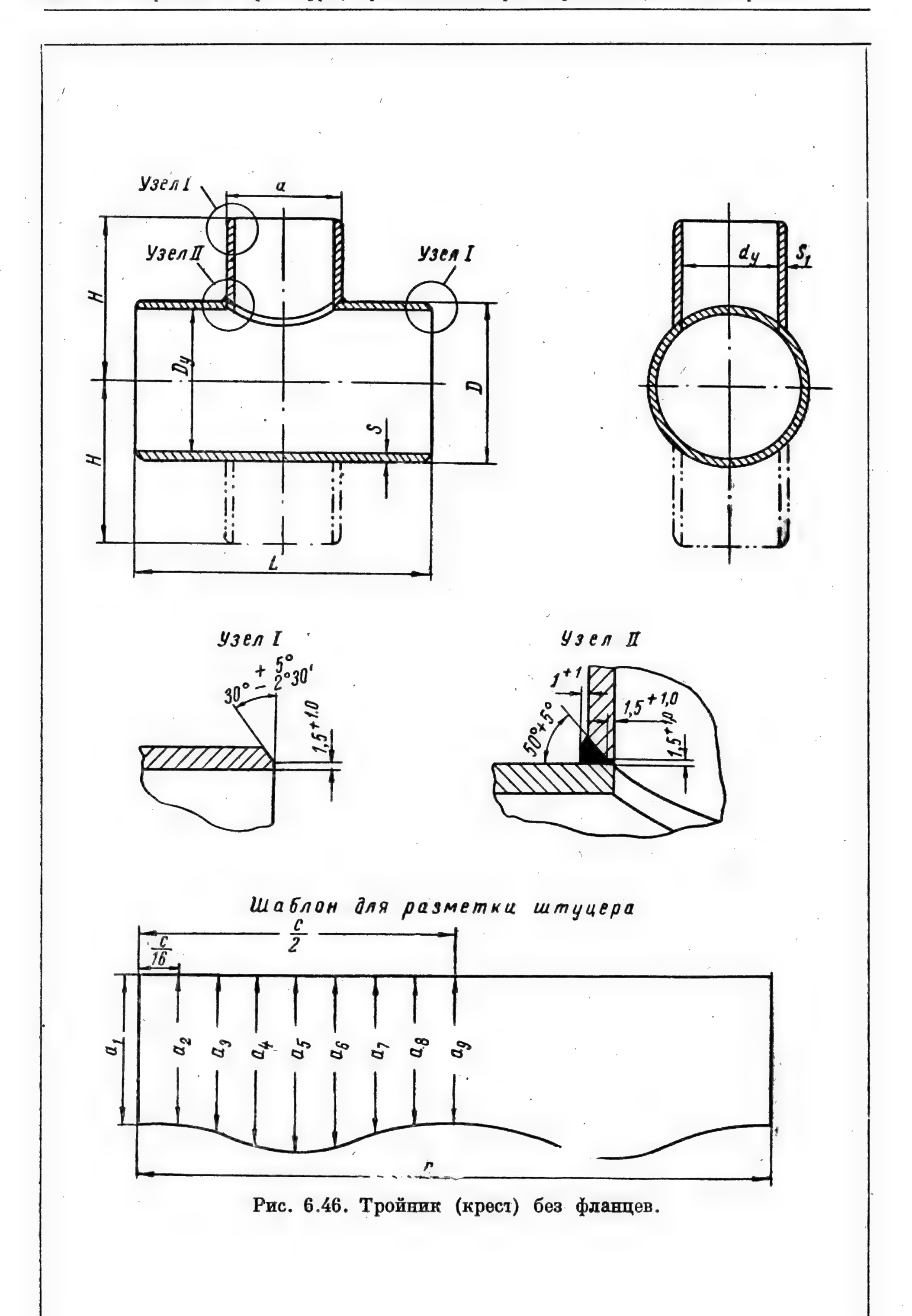


Рис. 6.46. Тройник (крест) без фланцев.

Таблица 6.65

Отводы сварные с углом 30° при $R = 2D_у$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	200	66	37	58	43	339	37	38	41	46	51	57	62	65	66	1,6
125	133	4	250	82	47	66	48	418	47	48	52	57	64	71	77	80	82	2,2
150	159	4,5	300	99	57	74	53	500	57	59	63	70	78	86	93	97	99	3,5
200	219	6	400	132	75	91	62	688	75	77	83	92	103	115	124	130	132	8,1
250	273	7	500	166	94	108	72	858	94	97	104	116	130	144	156	162	166	16,2
300	325	8	600	200	114	125	82	1021	114	118	127	141	157	173	187	196	200	22,7
350	377	9	700	232	133	141	91	1184	133	137	148	163	182	201	217	228	232	33,6
400	426	6	800	265	153	157	101	1338	153	157	169	187	209	231	249	261	265	29,0
450	478	8	900	299	173	174	111	1502	173	177	192	212	236	260	280	295	299	48,3
500	529	7	1000	332	192	191	121	1662	192	197	213	235	262	289	311	327	332	51,7
600	630	7	1200	396	232	223	141	1978	232	240	257	282	314	346	372	388	396	72,8
700	720	8	1400	462	272	256	161	2261	272	279	300	331	367	403	433	454	462	110,2

Таблица 6.66

Отводы сварные с углом 30° при $R = 4D_у$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кг*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	400	119	90	60	45	339	90	91	94	99	104	109	114	118	119	2,2
125	133	4	500	148	113	74	57	418	113	115	118	123	130	137	142	146	148	3,3
150	159	4,5	600	178	136	89	68	500	136	138	142	149	157	165	172	176	178	5,4
200	219	6	800	238	181	119	91	688	181	183	190	200	209	219	229	236	238	13,2
250	273	7	1000	298	226	149	113	857	226	229	237	249	262	275	287	295	298	24,0
300	325	8	1200	357	272	179	136	1021	272	275	284	298	314	330	344	354	357	39,4
350	377	9	1400	417	318	209	159	1184	318	321	332	348	367	386	402	414	417	60,0
400	426	6	1600	475	363	238	182	1338	363	367	379	396	419	442	458	471	475	52,0
450	478	8	1800	536	410	268	205	1501	410	414	428	449	473	497	518	532	536	87,4
500	529	7	2000	594	455	297	228	1662	455	460	475	498	525	551	574	589	594	97,2
600	630	7	2400	713	547	356	274	1978	547	553	570	598	630	662	689	707	713	135,6
700	720	8	2800	830	640	415	320	2261	640	647	668	699	735	771	802	823	830	206,4

Таблица 6.67

Отводы сварные с углом 45° при $R = D_y + 50$ (размеры, *мм*)

Условный проход D_y	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	150	80	37	60	38	339	37	39	43	50	58	67	74	78	80	1,6
125	133	4	175	95	42	67	41	418	42	44	50	58	68	79	87	93	95	2,9
150	159	4,5	200	110	46	75	49	500	47	49	56	67	78	90	101	108	110	3,3
200	219	6	250	142	54	91	47	688	55	58	68	82	98	115	129	139	142	7,4
250	273	7	300	173	63	106	52	858	63	67	79	97	118	139	157	169	173	12,7
300	325	8	350	202	73	121	56	1021	73	78	92	118	138	162	183	197	202	19,7
350	377	9	400	232	82	136	61	1184	82	88	104	128	157	186	210	226	232	28,8
400	426	6	450	262	93	151	66	1338	93	99	118	145	178	210	237	256	262	24,6
450	478	8	500	292	102	166	71	1502	102	109	130	151	197	233	264	285	292	40,2
500	529	7	550	322	112	181	76	1552	112	120	143	177	217	257	291	314	322	42,7
600	630	7	650	382	131	211	85	1978	131	141	168	209	256	305	345	372	382	59,5
700	720	8	750	440	153	240	96	2261	153	164	195	242	296	351	396	429	440	88,8

Таблица 6.68

Отводы сварные с углом поворота 45° при $R = 2D_y$ (размеры, *мм*)

Условный проход D_y	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	200	100	57	50	28	339	57	58	64	70	78	86	94	98	100	1,6
125	133	4	250	126	72	62	36	418	72	74	83	90	99	108	115	124	126	2,3
150	159	4,5	300	150	87	75	43	500	87	89	96	107	118	130	140	147	150	4,0
200	219	6	400	202	114	100	57	688	114	117	127	142	158	174	189	199	202	10,0
250	273	7	500	252	143	126	71	858	143	149	165	190	198	205	230	246	252	18,2
300	325	8	600	302	173	151	86	1021	173	177	191	208	237	266	283	297	302	29,6
350	377	9	700	352	202	178	101	1184	202	208	224	248	277	306	330	346	352	45,2
400	426	8	800	401	232	200	116	1338	232	238	256	284	316	349	377	395	401	39,2
450	478	8	900	451	261	225	130	1502	261	268	289	320	356	392	423	444	451	66,1
500	529	7	1000	501	290	250	145	1662	290	297	326	355	396	436	465	494	501	71,2
600	630	7	1200	600	350	300	175	1978	350	360	387	427	475	523	563	590	600	102,1
700	720	8	1400	698	412	349	206	2261	412	423	454	500	555	610	655	687	698	155,8

Таблица 6.69

Отводы сварные с углом поворота 45° при $R = 4D_у$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	400	180	137	90	69	339	137	138	143	150	158	166	173	178	180	3,26
125	133	4	500	224	171	112	85	418	171	173	179	187	198	208	216	222	224	5,0
150	159	4,5	600	269	206	135	103	499	206	209	216	226	238	250	260	266	269	5,5
200	219	6	800	361	274	180	137	688	274	278	287	301	318	334	348	357	361	20,0
250	273	7	1000	451	342	225	171	857	342	346	358	376	396	418	434	446	451	36,3
300	325	8	1200	540	411	270	205	1021	411	417	430	451	476	500	521	534	540	59,6
350	377	9	1400	630	480	315	270	1184	480	486	502	527	555	583	608	624	630	70,6
400	426	6	1600	719	550	360	275	1338	550	558	575	602	635	667	695	713	719	79,0
450	478	8	1800	810	619	405	310	1501	619	626	647	678	714	750	782	803	810	138,3
500	529	7	2000	900	690	450	345	1662	690	698	721	755	795	835	869	892	900	143,2
600	630	7	2400	1078	827	539	414	1978	827	837	864	905	953	1001	1042	1058	1078	204,2
700	720	8	2800	1256	969	628	485	2261	969	981	1013	1060	1112	1165	1212	1244	1256	312,8

Таблица 6.70

Отводы сварные с углом поворота 60° при $R = D_у + 50$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	150	108	50	69	40	339	50	52	58	68	79	90	100	106	108	1,9
125	133	4	175	128	57	79	44	418	57	60	67	79	92	106	118	125	128	2,8
150	159	4,5	200	148	63	89	46	500	63	66	75	90	106	121	136	145	148	4,1
200	219	6	250	191	74	110	52	688	74	78	91	110	132	155	174	187	191	19,3
250	273	7	300	232	86	131	58	858	86	92	108	131	159	187	210	226	232	16,0
300	325	8	350	273	99	152	65	1021	99	106	125	153	186	219	247	266	273	25,0
350	377	9	400	314	112	172	71	1184	112	120	142	174	213	252	284	306	314	37,3
400	426	6	450	355	126	192	78	1338	126	135	160	196	240	285	321	346	355	31,7
450	478	8	500	395	138	212	84	1502	138	148	176	217	266	316	357	385	395	52,1
500	529	7	550	436	151	233	90	1662	151	162	193	239	294	348	394	425	436	55,9
600	630	7	650	515	177	272	104	1978	177	190	227	282	346	411	466	502	515	77,6
700	720	8	750	593	207	312	118	2261	207	221	263	326	400	474	537	578	593	116,8

Таблица 6.71

Отводы сварные с углом поворота 60° при $R = 1{,}5\ D_у$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	150	108	50	69	40	339	50	52	58	68	79	90	100	106	108	1,9
125	133	4	187	135	64	82	47	418	64	67	74	86	99	112	124	132	135	3,0
150	159	4,5	225	162	77	96	54	500	77	80	89	103	119	135	149	158	162	4,5
200	219	6	300	218	101	124	65	688	101	105	118	137	159	182	201	214	218	11,0
250	273	7	375	273	126	151	78	858	126	131	147	171	199	228	252	268	273	19,7
300	325	8	450	327	153	178	91	1021	153	159	178	206	240	273	301	320	327	31,8
350	377	9	525	381	179	205	105	1184	179	186	208	241	280	318	351	373	381	48,2
400	426	6	600	434	206	232	118	1338	206	215	239	276	320	364	401	425	434	41,6
450	478	8	676	488	232	259	131	1502	232	241	289	310	360	410	431	479	488	69,6
500	529	7	750	542	258	286	144	1662	258	268	299	346	400	454	501	532	542	74,6
600	630	7	900	649	312	340	156	1978	312	324	361	416	480	545	600	636	649	106,3
700	720	8	1050	754	368	392	199	2261	368	382	424	487	561	635	697	739	754	162,0

Таблица 6.72

Отводы сварные с углом поворота 60° при $R = 4\ D_у$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	400	242	184	121	92	339	184	186	192	202	213	224	233	239	242	4,4
125	133	4	500	302	231	151	115	418	231	234	242	253	266	280	291	299	302	6,8
150	159	4,5	600	363	278	182	139	499	278	282	291	304	320	336	350	359	363	11,2
200	219	6	800	486	368	243	184	688	368	372	386	404	427	450	468	482	486	27,0
250	273	7	1000	607	451	304	230	857	461	466	482	506	534	562	586	601	607	69,0
300	325	8	1200	729	555	365	278	1021	555	561	580	609	642	676	704	723	729	80,6
350	377	9	1400	850	648	425	324	1184	648	656	678	711	749	787	820	842	850	122,4
400	425	6	1600	970	741	485	370	1338	741	749	775	811	856	900	937	961	970	146,4
450	478	8	1800	1091	835	545	418	1501	835	844	872	914	963	1011	1053	1081	1091	178,6
500	529	7	2000	1212	928	606	464	1662	928	938	970	1016	1070	1125	1171	1201	1211	192,8
600	630	7	2400	1453	1115	726	558	1978	1115	1128	1165	1220	1284	1349	1404	1440	1453	276,0
700	720	8	2800	1692	1306	846	653	2261	1306	1320	1362	1425	1499	1572	1636	1677	1692	422,0

Таблица 6.73

Отводы сварные с углом поворота 90° при $R = D_y + 50$ (размеры, *мм*)

Условный проход D_y	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	150	108	50	69	40	339	50	52	58	68	79	90	100	106	108	2,7
125	133	4	175	128	57	79	44	418	57	60	67	79	92	106	118	125	128	4,0
150	159	4,5	200	148	63	89	46	500	63	66	75	90	106	121	135	145	148	5,9
200	219	6	250	191	74	110	52	688	74	78	91	110	132	155	174	187	191	13,5
250	273	7	300	232	86	131	58	858	86	92	108	131	159	187	210	226	232	23,3
300	325	8	350	273	99	152	65	1021	99	108	125	153	186	219	247	266	273	36,6
350	377	9	400	314	112	172	71	1184	112	120	142	174	213	252	284	306	314	54,7
400	426	6	450	355	126	192	78	1338	126	135	160	196	240	285	321	346	355	46,6
450	478	8	500	395	138	212	84	1502	138	148	176	217	266	316	357	385	395	76,7
500	529	7	550	436	151	233	90	1662	151	162	193	239	294	348	394	426	436	82,5
600	630	7	650	515	177	272	104	1978	177	190	227	282	346	411	466	502	515	114,8
700	720	8	750	593	207	312	118	2261	207	221	263	326	400	474	537	578	593	173,1

Таблица 6.74

Отводы сварные с углом поворота 90° при $R = 2D_y$ (размеры, *мм*)

Условный проход D_y	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	200	135	77	67	38	339	77	79	86	95	106	117	126	132	135	3,3
125	133	4	250	168	97	84	48	418	97	99	107	119	132	146	158	165	168	5,1
150	159	4,5	300	202	117	101	58	500	117	120	129	143	159	176	190	199	202	8,1
200	219	6	400	272	154	136	77	688	154	160	172	191	213	236	255	263	272	20,0
250	273	7	500	340	193	170	97	858	193	198	215	240	267	294	319	335	340	36,6
300	325	8	600	407	233	203	116	1021	233	240	258	288	320	352	382	400	407	60,0
350	377	9	700	475	273	237	136	1184	273	281	302	335	374	413	446	467	475	97,4
400	426	6	800	541	313	270	156	1338	313	322	347	383	427	471	507	532	541	79,6
450	478	8	900	609	353	304	176	1502	353	362	390	431	481	531	572	600	609	133,5
500	529	7	1000	675	392	338	196	1662	392	402	432	480	534	588	636	566	676	144,2
600	630	7	1200	810	472	405	236	1978	472	485	522	576	641	706	760	796	810	206,8
700	720	8	1400	942	556	471	278	2261	556	571	613	676	749	823	885	927	942	316,5

Таблица 6.75

Отводы сварные с углом поворота 90° при $R=4D_у$ (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	d	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кГ*
								l	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7	Y_8	Y_9	
100	108	4	400	242	184	121	92	339	184	186	192	202	213	224	233	239	242	6,6
125	133	4	500	302	231	151	115	418	231	324	242	253	266	280	291	299	302	10,2
150	159	4,5	600	363	278	182	139	499	278	282	291	304	320	336	350	359	363	16,8
200	219	6	800	486	368	243	184	688	368	372	386	404	427	450	468	482	486	40,5
250	273	7	1000	607	461	304	230	857	461	466	482	506	534	562	586	601	607	73,5
300	325	8	1200	729	555	365	278	1021	555	561	580	609	642	675	704	723	729	120,6
350	377	9	1400	850	648	425	324	1184	648	656	678	711	749	787	820	842	850	183,6
400	426	6	1600	970	741	485	370	1338	741	749	775	811	856	900	937	961	970	159,6
450	478	8	1800	1091	835	545	418	1501	835	844	872	914	963	1011	1053	1081	1091	263,9
500	529	7	2000	1212	928	606	464	1662	928	938	970	1016	1070	1125	1171	1201	1211	289,2
600	630	7	2400	1453	1115	726	558	1978	1115	1128	1165	1220	1284	1349	1404	1440	1453	414,0
700	720	8	2800	1692	1306	846	653	2261	1306	1320	1362	1425	1499	1572	1636	1677	1692	630,3

Таблица 6.76

Основные размеры (*мм*) стальных тройников и крестов

Усл. проходы $D_y \times D_y$	H	Труба			Штуцер		Шаблоны для разметки						Вес, *кГ*	
		D	S	L	d	S_1	c	$a_1=a_9$	$a_2=a_8$	$a_3=a_7$	$a_4=a_6$	a_5	тройника	креста
700×700	630	720	8	1000	720	8	2261	270	297	375	492	630	187,0	233,8
700×600				900	630	7	1978	270	290	347	417	456	155,0	183,5
700×500				800	529	7	1662	270	286	322	365	385	134,0	155,5
700×450				750	478	8	1502	270	282	312	346	361	126,8	148,2
700×400				700	426	6	1338	270	279,5	303	329	340	112,7	127,0
700×350				650	377	9	1184	270	277	295	315	323	109,9	128,5
600×600	530	630	7	900	630	7	1978	215	239	307	409	530	124,4	151,1
600×500				800	529	7	1662	215	232	276,5	331	359	104,4	122,8
600×450				750	478	8	1502	215	229	264	305	325	98,3	116,0
600×400				700	426	6	1338	215	226	253,5	284	298	86,5	98,0
600×350				650	377	9	1184	215	224	243	267	277	83,0	96,0
600×300				600	325	8	1021	215	222	238	254	261	76,3	88,1
500×500	430	529	7	800	529	7	1662	165,5	186	243	329	430	90,5	111,4
500×450	420			750	478	8	1502	155,5	171	214	270	301	84,2	100,0
500×400	410			700	426	6	1338	145,5	158,5	192	233,5	253,5	70,8	78,1
500×350	400			650	377	9	1184	135,5	145,5	172	201,5	211,6	70,0	80,8
500×300	390			600	325	8	1021	125,5	133	152	172	181	61,3	68,0
500×250	380			550	273	7	858	115,5	120,5	132,5	146,5	152,5	53,8	57,6
450×450	400	478	8	750	478	8	1502	161	179	231	308	400	87,7	105,9
450×400	385			700	426	6	1338	146	159,5	199	248,5	276	72,1	79,2
450×350	375			650	377	9	1184	136	147	179,5	211	228	70,2	80,9
450×300	365			600	325	8	1021	126	134	155,5	179	190	61,7	68,1
450×250	355			550	273	7	858	116	121,5	136,5	152	158	54,5	58,0
400×400	360	426	6	700	426	6	1338	147	163	209	279	360	54,7	65,9
400×350	350			650	377	9	1184	137	149,5	183,5	227	250	54,3	68,1
400×300	340			600	325	8	1021	127	136	160,5	188	202	45,7	53,9
400×250	330			550	273	7	858	117	123,5	140	159	167	39,0	43,8
400×200	320			500	219	6	688	107	111	121,5	132,5	137	36,7	39,4

350×350	325	377	9	650	377	9	1184	136,5	151	192	253	325	66,6	80,2
350×300	315			600	325	8	1021	126,5	137	165	201	219,5	56,3	63,6
350×250	305			550	273	7	858	116,5	124	143	165	175	48,9	52,8
350×200	295			500	219	6	688	106,5	111,5	123	135,5	141,5	42,9	44,8
350×150	285			450	159	4,5	500	96,5	99	105	111,5	114	37,3	37,9
300×300	300	325	8	630	325	8	1021	137,5	150	185	238	300	46,4	57,2
300×250	290			530	273	7	858	127,5	136	159	187,5	202	38,3	43,6
300×200	280			480	219	6	688	117,5	123	137	153	160	32,6	35,2
300×150	270			430	169	4,5	500	107,5	110	117	125	128	28,0	29,0
300×125	260			400	133	4	418	97,5	99,5	104,5	109,5	111,5	25,6	26,2
250×250	250	273	7	510	273	7	858	113,5	124	153	198	250	29,6	35,8
250×200	240			450	219	6	688	103,5	110	128	148,5	158,5	23,4	26,2
250×150	230			410	159	4,5	500	93,5	97	105,5	115	119	19,8	20,8
250×125	220			380	133	4	418	83,5	86	92	98	101	17,9	18,4
250×100	220			360	108	4	339	85,5	85,5	89	92,5	94,5	17,1	17,7
200×200	220	219	6	440	219	6	688	110,5	119	143	178	220	17,8	21,8
200×150	210			390	159	4,5	500	100,5	105	116	129	135	13,6	15,0
200×125	200			360	133	4	418	90,5	93,5	101	110	113	12,6	13,9
200×100	200			340	108	4	339	90,5	92,5	97,5	102,5	105	11,3	11,9
200×80	190			320	89	4	280	80,5	82	85,5	88,5	90,5	10,6	11,1
150×150	180	159	4,5	370	159	4,5	500	100,5	106,5	124	150	180	8,2	10,1
150×125	175			340	133	4	418	95,5	100	111	124,5	131,5	7,0	8,1
150×100	170			320	108	4	339	90,5	93	100	108	112	6,2	6,9
150×80	170			300	89	4	280	90,5	92,5	97	102	104	5,8	6,3
125×125	160	133	4	300	133	4	418	93,5	98,5	113	134,5	160	5,1	6,2
125×100	160			300	108	4	339	93,5	97	105,5	116	121	4,8	5,6
125×80	150			275	89	4	280	83,5	85,6	91,5	98	100	4,4	5,4
100×100	150	108	4	300	108	4	339	96	100	112	129	150	4,1	5,3
100×80	130			275	89	4	280	76	79	86	95	99,5	3,5	4,5
80×80	130	89	4	275	89	4	280	85,5	89	98,5	113	130	3,2	4,1
80×50	130			250	60	4	188	85,5	87	91	96	98	2,6	3,0
50×50	100	60	4	225	60	4	188	70,0	72	78	88	100	1,7	2,1

Для городских газопроводов низкого давления газа обычно применяются плоские приварные фланцы на $P_у = 2{,}5$ *кГ/см²*. Для газопроводов среднего и высокого давлений (до 6 *кГ/см²*) применяются фланцы на $P_у = 6$ *кГ/см²*, а для газопроводов давлением выше 6 *кГ/см²* до 10 *кГ/см²* на $P_у = 10$ *кГ/см²*. Так как большинство арматуры, применяемой на городских газопроводах, имеет фланцы с присоединительными размерами на $P_у = 10$ *кГ/см²*, то, несмотря на низкое давление газа, часто применяют фланцы на $P_у = 10$ *кГ/см²*, расходуя излишний металл.

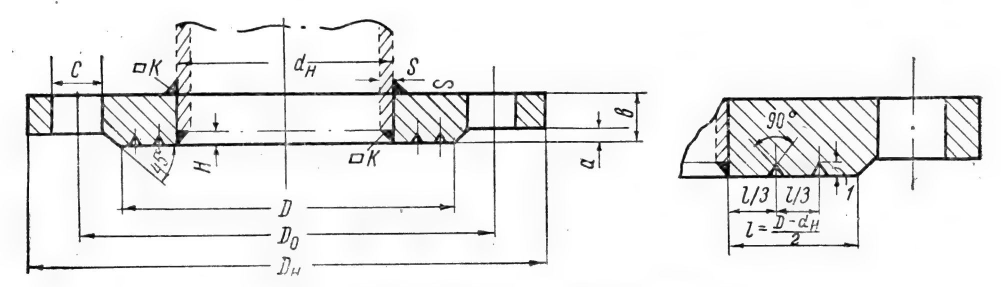


Рис. 6.47. Фланец стальной плоский.

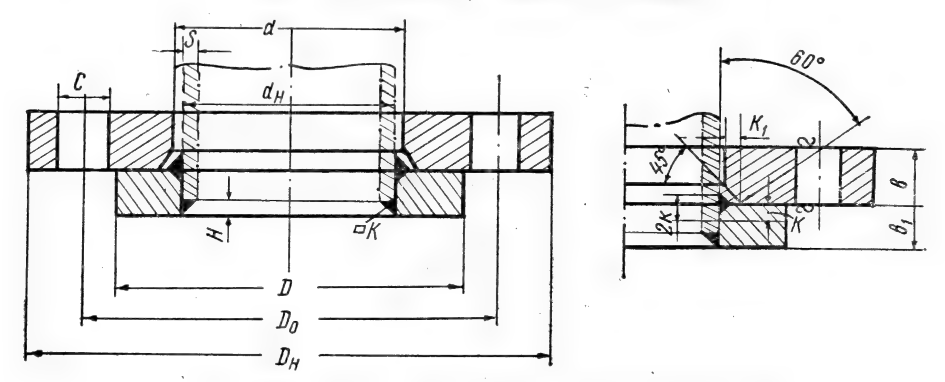


Рис. 6.48. Фланец стальной на приварном кольце.

С целью экономии металла в некоторых случаях применяют комбинированные фланцы с присоединительными размерами на $P_у = 10$ *кГ/см²* и с толщиной применительно к $P_у = 2{,}5$ *кГ/см²* (при низком давлении газа).

Фланцевые соединения применяют не только на прямолинейных трубопроводах, но и на фасонных частях (коленах, тройниках, крестах и переходах). В последнем случае им необходимо обеспечить строительный размер (расстояние от оси фасонной части до внешней плоскости присоединительного выступа), который гарантировал бы возможность обслуживания болтового соединения фланцев газопроводов без затруднений.

Минимальный строительный размер фланцевых фасонных частей принимают обычно из условия:

$$L = D_у + 100 \text{ мм} \text{ — для колен,}$$

$$L = \frac{D_у + d_у}{2} + 100 \text{ мм} \text{ — для тройников и крестов.}$$

На рис. 6.47—6.48 и в табл. 6.77—6.81 приведены конструкции и размеры фланцев, получивших наибольшее распространение.

Таблица 6.77

Фланцы стальные плоские приварные для $P_у \leqslant 2{,}5$ *кГ/см²* (размеры, в *мм*)

Условный проход $D_у$	Труба	Фланец						Болты		Приварка		Вес, *кГ*
	$d_н \times S$	$D_н$	D_0	D	a	b	c	Кол-во	Размер	K	H	
25	34×4	115	85	68	2	12	14	4	M12	4	5	0,8
32	40×4	135	100	78	2	12	18	4	M16	4	5	1,0
40	48×4	145	110	88	3	12	18	4	M16	4	5	1,1
50	60×4	160	125	102	3	12	18	4	M16	4	5	1,4
70	76×4	180	145	122	3	14	18	4	M16	5	6	2,0
80	89×4	195	160	138	3	14	18	4	M16	5	6	2,2
100	108×4	215	180	158	3	14	18	8	M16	5	6	2,5
125	133×4	245	210	188	3	14	18	8	M16	5	6	3,5
150	159×4,5	280	240	212	3	16	23	8	M20	5	6	4,3
200	219×6	335	295	268	3	18	23	8	M20	7	8	6,0
250	273×7	390	350	320	3	22	23	12	M20	8	9	9,0
300	325×8	440	400	370	4	22	23	12	M20	9	10	10,0
350	377×9	500	460	430	4	22	23	16	M20	10	11	12,4
400	426×6	565	515	482	4	22	25	16	M22	7	8	15,0
450	478×8	615	565	532	4	24	25	20	M22	9	10	18,5
500	529×7	670	620	585	4	24	25	20	M22	8	9	21,3
600	630×7	780	725	686	5	24	30	20	M27	8	9	25,0
700	720×8	895	840	800	5	26	30	24	M27	9	10	29,9

Примечания. 1. Допускаемое отклонение расстояния по хорде между двумя соседними отверстиями $\pm 0{,}3$ *мм*; отклонение расстояния по хорде между двумя любыми отверстиями не должно превышать ± 1 *мм*.

2. Расточку внутреннего диаметра фланцев под трубу для условных проходов до 150 *мм* включительно производить по допускаемым отклонениям 7 класса точности, для условных проходов 150—400 *мм* — по действительному наружному диаметру труб с допускаемым зазором не более 0,5 *мм* на сторону, для условных проходов свыше 400 *мм* — не более 1 *мм* на сторону.

3. Материал фланца — сталь м. Ст. 3.

4. Материал болтов — Ст. 4.

5. Материал гаек — Ст. 3.

6. Присоединительные размеры фланцев приняты для $P_у = 10$ *кГ/см²* по ГОСТ 1234—54; толщина фланцев для $P_у \leqslant 2{,}5$ *кГ/см²* по ГОСТ 1255—54.

Таблица 6.78

Фланцы стальные плоские приварные для $P_у \leqslant 6$ *кГ/см²* (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	Труба	Фланец						Болты		Приварка		Вес, *кГ*
	$d_н \times S$	$D_н$	D_0	D	a	b	c	кол-во	размер	K	H	
25	34×4	115	85	68	2	14	14	4	M12	4	5	0,89
32	40×4	135	100	78	2	16	18	4	M16	4	5	1,4
40	48×4	145	110	88	3	16	18	4	M16	4	5	1,5
50	60×4	160	125	102	3	16	18	4	M16	4	5	1,8
70	76×4	180	145	122	3	16	18	4	M16	5	6	2,2
80	89×4	195	160	138	3	18	18	4	M16	5	6	2,8
100	108×4	215	180	158	3	18	18	8	M16	5	6	3,2
125	133×4	245	210	188	3	20	18	8	M16	5	6	4,4
150	159×4,5	280	240	212	3	20	23	8	M20	5	6	5,4
200	219×6	335	295	268	3	22	23	8	M20	7	8	7,4
250	273×7	390	350	320	3	24	23	12	M20	8	9	9,7
300	325×8	440	400	370	4	24	23	12	M20	9	10	10,9
350	377×9	500	460	430	4	26	23	16	M20	10	11	14,1
400	426×6	565	515	482	4	28	25	16	M22	7	8	18,9
450	478×8	615	565	532	4	28	25	20	M22	9	10	21,6
500	529×7	670	620	585	4	30	25	20	M22	8	9	26,6
600	630×7	780	725	685	5	30	30	20	M27	8	9	31,4
700	720×8	895	840	800	5	32	30	24	M27	9	10	47,2

Таблица 6.79

Фланцы стальные плоские приварные для $P_у = 10$ *кГ/см²* (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	Труба	Фланец						Болты		Приварка		Вес, *кГ*
	$d_н \times S$	$D_н$	D_0	D	a	b	c	кол-во	размер	K	H	
25	34×4	115	85	68	2	14	14	4	М12	4	5	0,89
32	40×4	135	100	78	2	16	18	4	М16	4	5	1,4
40	48×4	145	110	88	3	18	18	4	М16	4	5	1,71
50	60×4	160	125	102	3	18	18	4	М16	4	5	2,09
70	76×4	180	145	122	3	20	18	4	М16	5	6	2,84
80	89×4	195	160	138	3	20	18	4	М16	5	6	3,24
100	108×4	215	180	158	3	22	18	8	М16	5	6	4,01
125	133×4	245	210	188	3	24	18	8	М16	5	6	5,4
150	159×4,5	280	240	212	3	24	23	8	М20	5	6	6,12
200	219×6	335	295	268	3	24	23	8	М20	7	8	8,24
250	273×7	390	350	320	3	26	23	12	М20	8	9	10,7
300	325×8	440	400	370	4	28	23	12	М20	9	10	12,9
350	377×9	500	460	430	4	28	23	16	М20	10	11	15,9
400	426×6	565	515	482	4	30	25	16	М22	7	8	21,8
500	529×7	670	620	585	4	32	25	20	М22	8	9	27,7
600	630×7	780	725	685	5	36	30	20	М27	8	9	39,4
700	720×8	895	840	800	5	38	30	24	М27	9	10	56,2

Таблица 6.80

Фланцы стальные плоские приварные для $P_у = 16$ *кГ/см²* (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	Труба	Фланец						Болты		Приварка		Вес, *кГ*
	$d_н \times S$	$D_н$	D_0	D	a	b	c	кол-во	размер	K	H	
25	34×4	115	85	68	2	18	14	4	М12	5	6	1,17
32	40×4	135	100	78	2	18	18	4	М16	5	6	1,6
40	48×4	145	110	88	3	20	18	4	М16	5	6	2,0
50	60×4	160	125	102	3	22	18	4	М16	5	6	2,61
70	76×4	180	145	122	3	24	18	4	М16	5	6	3,45
80	89×4	195	160	138	3	24	18	8	М16	5	6	3,71
100	108×4	215	180	158	3	26	18	8	М16	5	6	4,8
125	133×4	245	210	188	3	28	18	8	М16	5	6	6,47
150	159×4,5	280	240	212	3	28	23	8	М20	5	6	7,92
200	219×6	335	295	268	3	30	23	12	М20	7	8	10,1
250	273×7	405	355	320	3	32	25	12	М22	8	9	15,7

Заглушки. Практика строительства и эксплуатации газопроводов в ряде случаев требует их надежного отключения для производства испытаний на прочность или герметичность. Обычно такое отключение производится с помощью заглушек различных конструкций.

В стальных газопроводах установка заглушек осуществляется вваркой в торцы труб стальных днищ либо установкой заглушек на болтах к фланцу трубы через прокладки. Толщина заглушки принимается в зависимости от максимального (испытательного) давления в газопроводе и его диаметра.

Таблица 6.81

Фланцы стальные свободные на приварном кольце для $P_у \leqslant 6$ *кГ/см²* (размеры, *мм*)

Условный проход $D_у$	Труба	Фланец					Болты		Кольцо		Приварка			Вес, *кГ*	
	$d_н \times S$	$D_н$	D_0	d	b	c	кол-во	размер	D	b_1	H	K	K_1	фланца	кольца
25	34×4	100	75	36	12	12	4	M10	60	10	5	4	5	0,612	0,159
32	40×4	120	90	43	12	14	4	M12	70	10	5	4	5	0,883	0,213
40	48×4	130	100	51	12	14	4	M12	80	10	5	4	5	1,02	0,27
50	60×4	140	110	63	12	14	4	M12	90	12	5	4	5	1,126	0,359
70	76×4	160	130	80	14	14	4	M12	110	14	6	5	6	1,59	0,546
80	89×4	185	150	93	14	18	4	M16	128	14	6	5	6	2,096	0,731
100	108×4	205	170	112	14	18	4	M16	148	14	6	5	6	2,656	0,884
125	133×4	235	200	138	14	18	8	M16	178	14	6	5	6	2,898	1,208
150	159×4,5	260	225	164	16	18	8	M16	202	16	6	5	6	3,76	1,531
200	219×6	315	280	225	18	18	8	M16	258	18	8	7	8	5,11	2,06
250	273×7	370	335	279	20	18	12	M16	312	18	9	8	9	6,8	2,532
300	325×8	435	395	331	24	23	12	M20	365	20	10	9	10	10,85	3,403
350	377×9	485	445	383	28	23	12	M20	415	20	11	10	11	14,19	3,711
400	426×6	535	495	433	32	23	16	M20	465	24	8	7	8	17,81	5,142
450	478×8	590	550	485	34	23	16	M20	520	24	10	9	10	21,89	5,502
500	529×7	640	600	536	38	23	16	M20	570	26	9	8	9	26,7	7,223
600	630×7	755	705	640	38	25	20	M22	670	26	9	8	9	34,7	8,35
700	720×8	860	810	730	38	25	24	M22	770	28	10	9	10	44,4	14,2

По конструкции наибольшее распространение получили плоские заглушки (вварные и приварные с проточкой) и цилиндрические, изготовленные из самих труб.

На рис. 6.49 и в табл. 6.82—6.84 приведены конструкции и размеры применяемых заглушек.

Таблица 6.82

Вварные заглушки для $P_у \leqslant 3$ *кГ/см²* из листовой стали Ст.3 по ГОСТ 5681—57

Условный проход, $D_у$	Размеры, *мм*				Вес, *кГ*
	D	S	a	K	
50	50	5	1,5	5	0,07
70	66	5	1,5	5	0,14
80	78	5	1,5	5	0,19
100	97	6	2	6	0,35
125	122	6	2	6	0,55
150	147	7	3	8	0,92
200	204	9	3	10	2,2
250	255	11	3	12	4,3
300	305	13	3	12	7,4
350	354	14	3	15	10,8
400	410	16	3	18	16,4
450	458	18	3	18	23,0
500	511	20	3	20	32,2
600	611	23	3	22	50,5
700	698	25	3	25	75,0

Таблица 6.83

Размеры вварных заглушек на $P_у \leq 6$ *кГ/см²* из Ст.3

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*				Вес, *кГ*
	D	*S*	*a*	*K*	
50	50	5	1,5	5	0,07
70	66	5	1,5	5	0,14
80	78	6	1,2	5	0,22
100	97	6	2	8	0,34
125	122	8	2	8	0,73
150	147	10	3	10	1,33
200	204	12	3	10	3,08
250	255	14	3	12	5,6
300	305	18	3	12	10,2
350	354	20	3	15	15,5
400	409	22	3	18	22,7

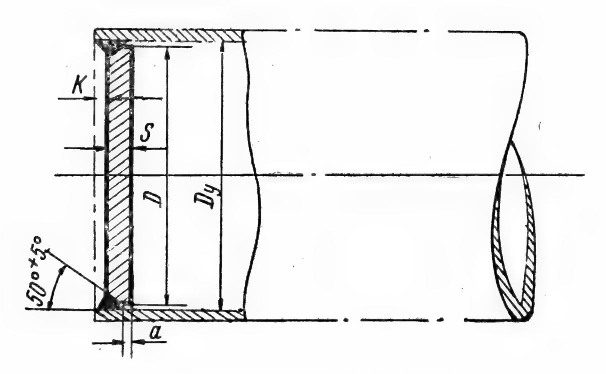


Рис. 6.49. Заглушка вварная.

Таблица 6.84

Размеры вварных заглушек на $P_у \leqslant 10$ *кГ/см²* из Ст. 3

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*				Вес, *кГ*
	D	*S*	*a*	*K*	
50	50	5	2	5	0,07
70	66	6	2	5	0,17
80	78	7	2	6	0,26
100	97	8	3	6	0,46
125	122	10	3	8	0,92
150	147	12	3	10	1,58
200	204	15	3	15	3,66
250	255	18	3	18	7,0
300	305	22	3	20	12,5
350	354	25	3	25	19,3
400	410	29	3	28	29,8
450	458	32	3	30	41,0
500	511	35	3	35	56,4

6. Прокладки

Требования, которым должен удовлетворять прокладочный материал, заключаются в упругости, пластичности, прочности, а также устойчивости против химического воздействия газа.

В зависимости от давления газа в газопроводе для изготовления прокладок применяют различные материалы. В газопроводах низкого давления материалом для изготовления прокладок является технический тряпичный картон толщиной 2—3 *мм*. Картон должен иметь равномерную толщину по всему листу. Поверхность его должна быть гладкой, без явно выраженных, заметных на глаз складок, морщин, шероховатостей. Не допускается расслаивание картона.

Перед установкой прокладка смачивается, высушивается, а затем выдерживается 20—30 минут в горячем, но не кипящем растительном масле (олифе). Пропитка в масле сообщает прокладке водо- и газонепроницаемость. Если фланцевое соединение подвергается частой разборке и сборке, то для облегчения демонтажа прокладка с обеих сторон покрывается сухим графитом, исключающим прилипание материала к уплотнительной поверхности.

Для газопроводов среднего и высокого давления применяют преимущественно паронитовые прокладки толщиной от 2 до 3 *мм*. Паронит изготовляют из асбеста, латексного каучука и наполнителей. Он выпускается двух марок: «Л» (латексный) и «ЛВ» (латексный вулканизированный).

Паронит «Л» и паронит «ЛВ» отличаются по своим физико-механическим свойствам: предел прочности при растяжении в поперечном направлении у паронита «Л» — 30 $кГ/см^2$, а у паронита «ЛВ» — 60 $кГ/см^2$; паронит «Л» — набухает в воде за 24 часа (при 15—20° С) на 30%, паронит «ЛВ» — на 20%.

Листы паронита должны иметь ровную, слегка глянцевую поверхность: обратная сторона листа обычно бывает матовой. На поверхности листа не должно быть посторонних включений, трещин и иных пороков, а при вырубке из него острым штампом прокладок они не должны расслаиваться и крошиться.

Перед установкой паронитовые прокладки обычно пропитываются в цилиндровом масле и обмазываются графитом.

7. Резьбовые соединительные части труб малых диаметров

Несмотря на широкое применение соединений труб с помощью сварки, в практических условиях необходимо значительную часть соединений труб (в особенности малых диаметров) выполнять с помощью резьбовых соединительных частей — фитингов. Такие соединения применяются тогда, когда сварка не может допускаться по местным условиям или там, где необходимо создать разъемные соединения для обеспечения легкого монтажа и демонтажа трубопровода или отдельных его участков.

По материалу и способу изготовления фитинги разделяются на две группы: фитинги из ковкого чугуна и стальные фитинги. Фитинги из ковкого чугуна изготовляются методом литья с последующей термической и механической обработкой. Стальные фитинги изготовляются из полосовой стали или из специальных заготовок на ковочных машинах, а в некоторых случаях и из стальных труб.

Согласно требованию ГОСТ 355—52 арматура и фитинги, а также части машин, приборов и аппаратов, к которым присоединяется арматура или

трубопровод, должны изготовляться под условные проходы, под которыми понимаются номинальные внутренние диаметры трубопроводов.

Значения величин условных проходов для арматуры фитингов и трубопроводов общего назначения приведены в табл. 6.85.

Таблица 6.85

Проходы условные арматуры, фитингов и трубопроводов общего назначения согласно ГОСТ 355-52

Диаметр условного прохода $D_у$, *мм*	Соответствующая трубная резьба, дюймы	Диаметр условного прохода $D_у$, *мм*	Соответствующая трубная резьба, дюймы
10	$^3/_8$	100	4
15	$^1/_2$	125	5
20	$^3/_4$	150	6
25	1	200	8
32	$1^1/_4$	250	10
40	$1^1/_2$	300	12
50	2	400	—
70	$2^1/_2$	500	—
80	3	600	—

Условное давление для стальных фитингов всех размеров и для фитингов ковкого чугуна при проходах до $1^1/_2''$ составляет 16 *кГ/см*²; для других размеров фитингов ковкого чугуна — 10 *кГ/см*². Пробные и рабочие давления по табл. 6.22.

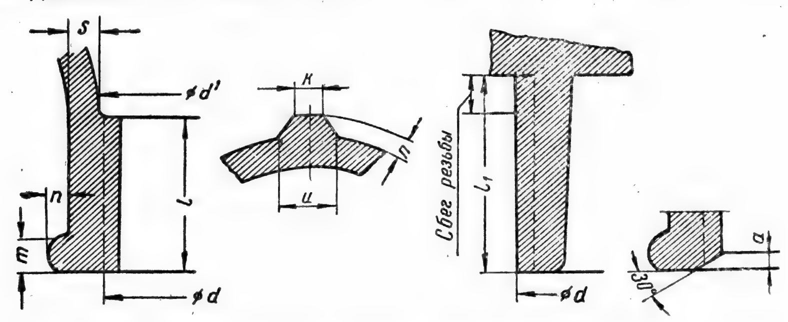


Рис. 6.50. Общие конструктивные размеры для фитингов из ковкого чугуна.

Уплотнение резьбовых соединений труб, соединяемых фитингами, достигается наличием резьбы неполного профиля (сбега), что при свинчивании приводит к защемлению одного из витков, способствующему герметизации. Общие конструктивные размеры резьбы и величина сбега для фитингов из ковкого чугуна приведены на рис. 6.50 и табл. 6.86.

Кроме сбега, уплотнение обеспечивается обмоткой резьбовой части трубы льняной прядью, пропитанной свинцовым суриком на натуральной олифе. *

* Кроме суриковой смазки на натуральной олифе, могут применяться и другие смазки, дающие равноценное качество уплотнения. В последние годы для этой цели получила распространение фитинговая паста на минеральном масле, состоящая из сепарированного мела и автола, и другие.

Таблица 6.86

Общие конструктивные размеры (*мм*) для фитингов из ковкого чугуна

Номинальный размер резьбы трубной цилиндрической по ГОСТ 6357—52 d, дюймы	Наружный диаметр резьбы	Длина резьбы		Фаска a	Сбег резьбы x	d'	S	m	n	k	u
		l, не менее	l_1								
$^3/_8$	16,663	12	15	1,0	3,0	17,0	2,5	3,0	2,0	2,0	3,5
$^1/_2$	20,956	14	18	1,0	4,0	21,5	2,8	3,5	2,0	2,0	4,0
$^3/_4$	26,442	16	20	1,0	4,0	27,0	3,0	4,0	2,5	2,0	4,0
1	33,250	18	23	1,5	5,0	34,0	3,3	4,0	2,5	2,5	4,5
$1^1/_4$	41,912	20	25	1,5	5,0	42,5	3,6	4,0	3,0	2,5	5,0
$1^1/_2$	47,805	22	27	1,5	5,0	48,5	4,0	4,0	3,0	3,0	5,0
2	59,616	24	29	1,5	5,0	60,5	4,5	5,0	3,5	3,0	6,0
$2^1/_2$	75,187	27	32	1,5	5,0	76,0	5,0	5,0	3,5	3,5	6,5
3	86,887	30	35	1,5	5,0	89,0	5,5	6,0	4,0	4,0	7,0

Примечание. Фаска применяется только у муфт и контргаек.

В качестве пряди применяются длинноволокнистые сорта трепального льна: лен-стланец (колхозный) по ОСТ 8446, лен-моченец (колхозный) по ОСТ 8447 и лен заводской обработки по ОСТ 8887.

Основные требования, предъявляемые к фитингам, следующие:

1. Наружная и внутренняя поверхности соединительных частей не должны иметь трещин, свищей и глубоких раковин.

2. Допуски строительных размеров в сторону увеличения не должны превосходить следующих величин (*мм*):

Длина	До 40	Свыше 40 до 65	Свыше 65 до 100	Свыше 100 до 150	Свыше 150 до 250	Свыше 250 до 400
Допуск	3	4	5	6	8	10

Для муфт, ниппелей, футорок и т. п. указанные допуски относятся к полной длине; для угольников, тройников, крестов, отводов — к длине колена.

3. В пределах минимальной длины нарезки могут допускаться нитки с сорванной или неполной резьбой, если в сумме они составляют не более 10% требуемой минимальной длины.

4. Резьба с неполным профилем по причине овальности отверстия или чрезмерной его величины допускается только в случае, если уменьшение нормальной высоты профиля резьбы не превышает 15%.

5. Оси нарезок ветвей должны составлять углы в 180 или 90° в зависимости от конфигурации соединительных частей; отклонения в величине углов осевых линий не должны превышать 3°.

6. Торцовые плоскости должны быть перпендикулярны к осям проходов; отклонения не должны превышать 4°.

7. Поверхность излома должна быть светлой и кристаллической, без раковин и пузырчатости.

8. Соединительные части должны выдерживать пробное гидравлическое испытание в соответствии с данными табл. 6.22.

При приемке фитингов наружному осмотру по пунктам 1—6 подвергаются не менее 2% от всей партии, а гидравлическому испытанию 1%, но не менее 3 штук. При неудовлетворительных результатах осмотр и испытания производятся над удвоенным числом соединительных частей. При неудовлетворительности повторного испытания подлежащая приемке партия бракуется.

8. Арматура обратного действия

Арматурой обратного действия называются клапаны, автоматически предотвращающие возможность движения жидкой или газообразной среды в направлении, обратном к заданному. По конструкции арматура обратного

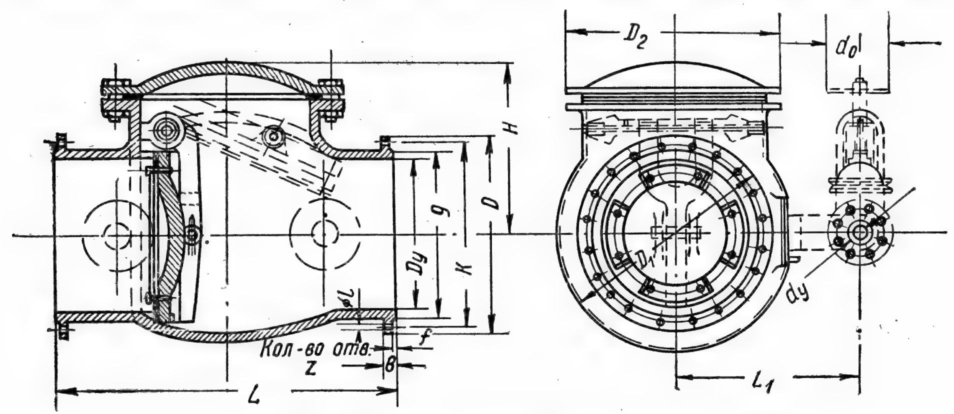


Рис. 6.51. Клапан обратный поворотный 19ч16бр.

действия разделяется на поворотные обратные клапаны и подъемные обратные клапаны вентильного типа. Гидравлическое сопротивление обратных поворотных клапанов (рис. 6.51) меньше, чем обратных подъемных клапанов (рис. 6. 52). В них поток среды не претерпевает изменений формы и направления, да и сам диск, перемещаясь в подвешенном состоянии, мало влияет на гидравлическое сопротивление. Основным недостатком поворотных клапанов является то, что при низких давлениях среды они не обеспечивают должной герметичности, так как усилие, прижимающее диск к седлу, в них создается только за счет разности давлений.

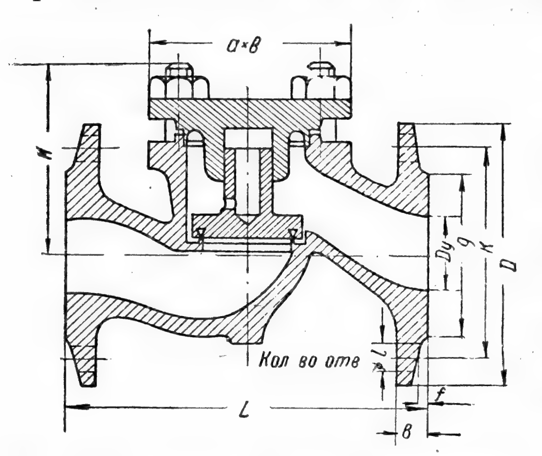


Рис. 6.52. Клапан обратный подъемный 16кч9бр; 16кч9нж и 16кч9бт.

Обратные подъемные клапаны выполняются беспружинными или с вспомогательной пружиной. В беспружинных клапанах затвор (тарелка) при прекращении движения среды опускается на седло под действием собственного веса, почему они могут работать только при

Таблица 6.87

Основные габаритные и присоединительные размеры клапанов 19ч16бр

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*										Размеры с обводом			Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	L	D	K	g	f	b	$\varnothing l$	H	D_1	D_2	L_1	$d_у$	d_0		
100	350	215	180	158	3	24	18	185	204	260	—	—	—	8	43,2
150	480	280	240	212	3	28	23	242	280	340	—	—	—	8	95,0
200	500	335	295	268	3	26	23	302	348	380	—	—	—	8	133
250	600	390	350	320	3	28	23	342	430	445	—	—	—	12	200
300	700	440	400	370	4	28	23	352	496	485	—	—	—	12	248
400	900	565	515	482	4	32	25	468	616	635	465	80	240	16	480
500	1100	670	620	585	4	34	25	565	790	735	642	100	240	20	852
600	1300	780	725	685	5	36	30	648	944	835	723	100	240	20	1215

условии вертикального расположения оси затвора и при движении среды под затвор — снизу вверх.

В пружинных обратных клапанах затвор при прекращении движения среды в заданном направлении опускается на седло под действием пружины. Это позволяет устанавливать такие клапаны в любом положении, но надежнее — в вертикальном.

При высоких давлениях среды и малых размерах прохода применяются обратные клапаны с шаровым затвором. Все перечисленные типы клапанов выпускаются на фланцевых или муфтовых (резьбовых) соединениях. Пропуск среды через металл корпусов и прокладочные соединения не допускается. Пропуск среды через уплотнительные поверхности, согласно ГОСТ 7519-55, допускается в следующих размерах:

Условный проход $D_у$, *мм*	Пропуск воды ($см^3$) или воздуха ($дц^3$), не более
до 150	0,2
до 200	0,3

Ниже приводится характеристика наиболее распространенных типов обратных поворотных и подъемных клапанов.

В клапанах обратных поворотных фланцевых 19ч16бр (рис. 6.51, табл. 6.87) рычаг с запорным диском установлен внутри затвора на оси, укрепленной в приливах.

Затворный диск клапана соединен с рычагом подвижно, что обеспечивает правильную его посадку в седло. Клапаны устанавливаются только на горизонтальных трубопроводах крышкой вверх. Для клапанов с $D_у = 400$ *мм* и более (при высоких давлениях) целесообразна установка обводов.

Клапаны выпускаются на давления:

клапаны с $D_у = 100$ и 150 *мм*: $P_у = 16$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 24$ *кГ/см²*

$$P_р \text{ (при } t \leqslant 50^\circ \text{ C)} = 16 \text{ кГ/см}^2;$$

клапаны с $D_у$ $200 \div 600$ *мм*; $P_у = 10$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 15$ *кГ/см²*,

$$P_р \text{ (при } t \ 50^\circ \text{ C)} \leqslant 10 \text{ кГ/см}^2.$$

Материал основных деталей: корпус, крышка, диск — чугун; кольцо уплотнительное — латунь; рычаг — сталь; прокладка — картон промасленный.

Клапаны обратные подъемные фланцевые 16кч9бр, 16кч9нж, 16кч9бт (рис. 6.52, табл. 6.88) предназначены для предотвращения обратного потока воды, пара, аммиака (с уплотнительным баббитовым кольцом) и газа. Рабочая среда подается под тарелку. Клапаны выпускаются на давления: $P_у = 25$ *кГ/см²*, $P_{пр} = 38$ *кГ/см²*, $P_р$ (при $t \leqslant 200°$ С) $= 24$ *кГ/см²*.

Таблица 6.88

Основные габаритные и присоединительные размеры клапанов 16кч9бр, 16кч9нж и 16кч9бт

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*									Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	L	*D*	*K*	*g*	*f*	*b*	∅*l*	*H*	*a*×*b*		
32	180	135	100	78	2	18	18	87	100×98	4	7,0
40	200	145	110	88	3	18	18	105	112×110	4	9,6
50	230	160	125	102	3	21	18	106	124×122	4	11,7
70	290	180	145	122	3	23	18	135	150×147	8	20,3
80	310	195	160	138	3	24	18	142	150×147	8	23,5

Материал основных деталей: корпус, крышка — ковкий чугун; тарелка — сталь; кольцо уплотнительное — латунь; нержавеющая сталь, баббит; прокладка — паронит. Клапаны устанавливаются только на горизонтальных трубопроводах крышкой вверх.

9. Предохранительная арматура общего назначения *

Предохранительной арматурой называется арматура, предотвращающая превышение давления выше заданной величины. Наиболее распространенным видом такой арматуры являются предохранительные клапаны.

Предохранительные клапаны применяются на трубопроводах, установках или емкостях для выпуска пара или газа при превышении давления сверх установленной нормы.

Подъем затвора в клапанах распространенных типов осуществляется силой давления на него рабочей среды, а посадка затвора в первоначальное положение воздействием грузов или пружин. В зависимости от конструкции приводного устройства, закрывающего проход при снижении давления, предохранительные клапаны разделяются на грузовые и пружинные. Грузовые предохранительные клапаны обычно выполняются как рычажные, и только при небольших давлениях среды груз располагается непосредственно на затворе.

Пружинные клапаны выполняются с пружиной, расположенной над затвором. В зависимости от отношения максимальной высоты подъема затвора к диаметру в седле предохранительные клапаны разделяются на неполноподъемные и полноподъемные.

---

* Предохранительные клапаны специального назначения освещены в главе 9.

В неполноподъемных клапанах высота подъема затвора берется в пределах $h = 0{,}05\, d_0 \div 0{,}1\, d_0$ а в полноподъемных

$$h = 0{,}25\, d_0 \div 0{,}35\, d_0,$$

где h — высота подъема затвора (золотника);

d_0 — диаметр прохода в седле.

В зависимости от конструкции корпуса предохранительные клапаны разделяются на закрытые герметичные, закрытые негерметичные и открытые. В закрытых герметичных корпусах (рис. 6.56) исключается возможность проникновения среды наружу. В закрытых негерметичных клапанах

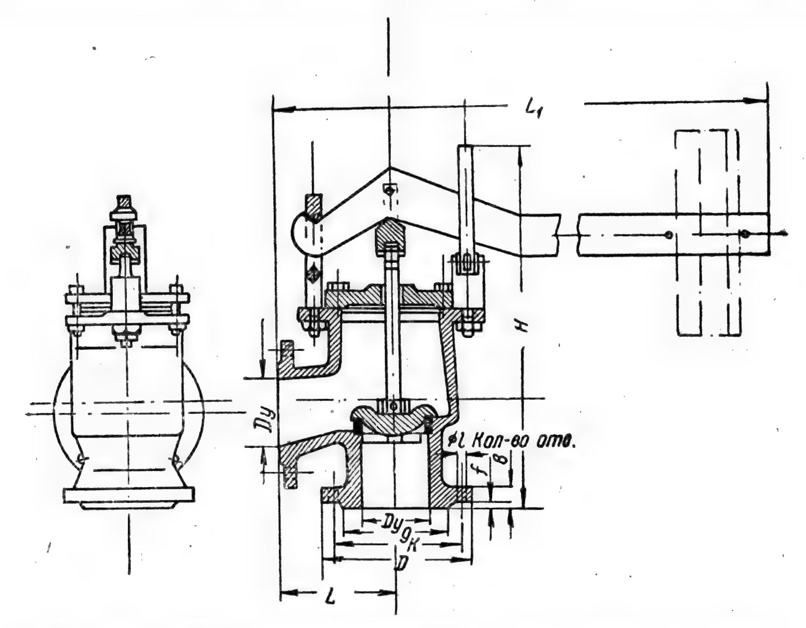


Рис. 6.53. Клапан предохранительный неполноподъемный однорычажный 17ч3бр.

(рис. 6.53—6.54) среда при подъеме затвора отводится трубопроводом, но ввиду отсутствия сальникового уплотнения в соединении штока с крышкой может частично проникать наружу. В открытых клапанах вся избыточная среда выпускается наружу. Такие клапаны допустимы только при установке клапанов на газопроводах и емкостях, находящихся на открытом воздухе.

Ниже приводится основная характеристика и размеры предохранительных клапанов, получивших наибольшее распространение.

Клапаны предохранительные неполноподъемные однорычажные фланцевые 17ч3бр (рис. 6.53, табл. 6.89) выпускаются на давления: $P_у = 16$ *кГ/см*², $P_{пр} = 24$ *кГ/см*², $P_р$ при $t \geqslant 120° = 16$ *кГ/см*². Материал основных деталей: корпус, крышка, золотник, грузы — чугун; шпиндель, призма, рычаг, стойки — сталь; уплотнительное кольцо — латунь; прокладки — паронит.

Рычаг клапана с грузами установлен на призменной опоре. Выбор и установка грузов производится в зависимости от величины рабочего давления по данным табл. 6.92. Размеры рычагов приведены в табл. 6.91.

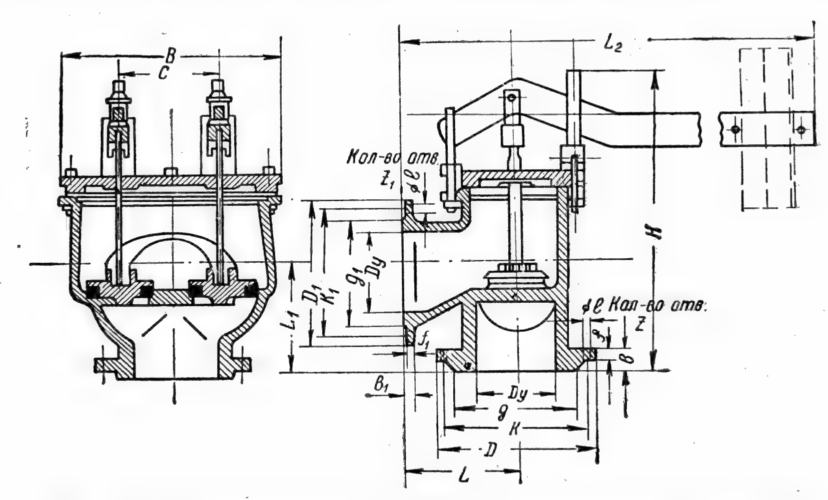


Рис. 6.54. Кран предохранительный неполнопроходный двухрычажный 17ч5бр.

Таблица 6.89

Основные габаритные и присоединительные размеры клапанов 17ч3бр

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*									Кол-во отверстий	Вес (без груза), *кГ*
	L	D	K	g	f	b	$\varnothing l$	L_1	$H\sim$		
50	125	160	125	102	3	20	18	815	355	4	19,0
80	155	195	160	138	3	22	18	1030	455	8	35,0
100	175	215	180	158	3	24	18	1175	500	8	50,0

Клапаны предохранительные неполноподъемные двухрычажные 17ч5бр (рис. 6.54, табл. 6.90—6.91) рассчитаны на те же давления и изготовляются из тех же материалов, что и клапаны 17ч3бр.

Рис. 6.55. Эскиз рычагов с грузами для клапанов предохранительных 17ч3бр и 17ч5бр.

Рычаги клапанов устанавливаются на призменных опорах. На концах рычагов устанавливаются грузы. Выбор и установка грузов производится в зависимости от величины рабочего давления по табл. 6.92 и рис. 6.55.

Клапаны предохранительные пружинные полноподъемные фланцевые типа ППК2 (рис. 6.56, табл. 6.93—6.94) предназначаются для быстрого сброса из трубопроводов или емкостей избыточного давления газообразной и паровой среды сжиженных углеводородных газов.

Натяжение пружины на требуемое давление открытия регулируется винтом. Для четкой работы клапана, настройки момента открытия и регулировки подъема золотника клапан снабжен верхней и нижней регулирующими втулками, фиксируемыми стопорными винтами. Шток клапана при помощи разрезного кольца и специальной гайки шарнирно соединен с золотником. Высокий золотник клапана, опущенный почти на

Таблица 6.90

Основные габаритные и присоединительные размеры предохранительных клапанов 17ч5бр

Условный проход $D_у$	Размеры, *мм*																				Вес (без груза), *кГ*
	L	L_1	входного фланца							выходного фланца							L_2	H	C	B	
			D	K	g	f	b	$\varnothing l$	z	D_1	K_1	g_1	f_1	b_1	$\varnothing l$	z_1					
80 (50×2)	140	114	195	160	138	3	22	18	8	185	150	128	3	18	18	4	830	340	105	245	36,0
125 (80×2)	175	148	245	210	188	3	26	18	8	235	200	178	3	20	18	8	1050	455	150	325	69,0
150 (100×2)	200	175	280	240	212	3	28	23	8	260	225	202	3	20	18	8	1200	525	180	400	95,0

Таблица 6.91

Размеры рычагов предохранительных клапанов 17ч3бр и 17ч5бр

Условный проход $D_у$	Размеры рычагов, *мм*		
	a	b	L
50	40	14	765
80	54	18	980
100	65	20	1120

Таблица 6.92

Справочные расчетные данные по выбору и установке грузов для предохранительных клапанов 17ч3бр и 17ч5бр

$P_р$, $кГ/см^2$	Для $D_у$ 50 и 80 (50×2)						Для $D_у$ = 80 и 125 (80×2)						Для $D_у$ 100 и 150 (100×2)					
	№ груза	Количество грузов одного размера	Вес грузов, *кГ*		Размеры, *мм*		№ груза	Количество грузов одного размера	Вес грузов, *кГ*		Размеры, *мм*		№ груза	Количество грузов одного размера	Вес грузов, *кГ*		Размеры, *мм*	
			одного размера	общий	*l*	*S*			одного размера	общий	*l*	*S*			одного размера	общий	*l*	*S*
4	2/50	2	3,44	6,88	744	52	2/80	1	7,92	18,30	920	69	2/100	2	14,25	28,50	1078	84
5	1/50	3	1,65	9,47	721	70	2/80	3	7,92	23,77	932	90	3/100	2	18,62	37,24	1087	109
5	3/50	1	4,52	9,47	721	70	2/80	3	7,92	23,76	932	90	3/100	2	18,62	37,24	1087	109
6	1/50	1	1,65	11,97	712	90	1/80	1	3,77	30,0	929	114	1/100	2	4,51	46,26	1091	135
6	2/50	3	3,44	11,97	712	90	2/80	2	7,92	30,0	929	114	3/100	2	18,62	46,26	1091	135
6	2/50	3	3,44	11,97	712	90	3/80	1	10.38	30,0	929	114	3/100	2	18,62	46,26	1091	135
7	2/50	4	3,44	13,76	745	104	2/80	2	7,92	30,6	935	138	1/100	5	4,51	51,05	1095	162
7	2/50	4	3,44	13,76	745	104	3/80	2	10,38	30,6	935	138	2/100	2	14,25	51,05	1095	162
8	2/50	1	3,44	17,0	714	128	3/80	4	10,38	41,52	944	156	2/100	2	14,25	65,74	1060	193
8	3/50	3	4,52	17,0	714	128	3/80	4	10,38	41,52	944	156	3/100	2	18,62	65,74	1060	193
9	1/50	1	1,65	18,85	736	142	2/80	6	7,92	47,52	946	180						
9	2/50	5	3,44	18,85	736	142	2/80	6	7,92	47,52	946	180						
10	2/50	5	3,44	21,72	734	164	2/80	7	7,92	55,44	927	210						
10	3/50	1	4,52	21,72	734	164	2/80	7	7,92	55,44	927	210						
11	1/50	2	1/65	23,94	743	180	3/80	6	10,38	62,28	927	234						
11	2/50	6	3,44	23,94	743	180	3/80	6	10,38	62,28	927	234						
12	1/50	3	1,65	27,55	726	206	2/80	2	7,92	67,74	945	255						
12	3/50	5	4,52	27,55	726	206	3/80	5	10,38	67,74	945	255						
13	1/50	2	1,65	30,42	734	228	2/80	3	7,92	75,68	939	286						
13	3/50	6	4,52	30,42	734	228	3/80	5	10,38	75,68	939	286						

Примечания. 1. Положение грузов на рычагах является расчетным. Окончательная регулировка производится при установке предохранительного клапана на требуемые параметры.

2. Подбор и установка грузов для двухрычажных клапанов производится для каждого рычага в отдельности.

Таблица 6.93

Основные габаритные и присоединительные размеры клапанов ППК2 на $P_у = 16$ кГ/см²

Шифр клапана	Размеры, *мм*													Кол-во отверстий на фланце приема	Кол-во отверстий на фланце выкида	Вес, *кГ*
	$D_у$	H_1	L	L_1	d_1	D_c	D_1	K_1	d_2	D_2	K_2	d	d_0			
ППК2-50-16	50	715	150	110	50	30	160	125	80	195	160	18	18	4	8	56
ППК2-80-16	80	760	160	150	80	40	195	160	100	215	180	18	18	8	8	68
ППК2-100-16	100	890	200	190	100	50	215	180	125	245	210	18	18	8	8	117
ППК2-150-16	150	1090	230	270	150	72	280	240	200	335	295	23	23	8	12	180

Таблица 6.94

Основные габаритные и присоединительные размеры клапанов ППК2 на $P_у = 40$ кГ/см²

Шифр клапана	Размеры, *мм*													Кол-во отверстий на фланцах приема	Кол-во отверстий на фланце выкида	Вес, *кГ*
	$D_у$	H_1	L	L_1	d_1	D_c	D_1	K_1	d_2	D_2	K_2	d	d_0			
ППК2-50—40	50	715	150	110	50	30	160	125	80	195	160	18	18	4	8	60
ППК2-80—40	80	760	160	150	80	40	195	160	100	230	190	18	23	8	8	72
ППК2-100—40	100	890	200	190	100	50	230	190	125	270	220	23	25	8	8	124
ППК2-150—40	150	1090	230	270	150	72	300	250	200	375	320	25	30	8	12	205

уровень уплотнительных поверхностей точки контакта штока с золотником и наличие направления штока в разделительной перегородке и регулирующем винте предотвращают возможность перекоса золотника. Для ограничения подъема клапана шток снабжен упорным буртом.

Для контрольной продувки клапан снабжен рычажным устройством. При повороте рычага усилие через валик, кулачок и направляющую втулку передается на шток, приподнимая последний.

Материал деталей клапана: корпус, крышка, колпак, основание направляющей втулки — сталь 25Л; седло, регулировочные втулки, стопорные винты, золотник, направляющая втулка клапана, разрезное кольцо, шток, втулка седла, пробка — нержавеющая сталь 2Х13 или 3Х13; пружина — сталь 50ХФА; прокладки — сталь Э; заглушка, кулачок, кулачковый вал, рычаг, сальниковая гайка, опорные шайбы — углеродистая сталь.

Клапаны ППК2 серийно выпускаются на $P_у = 16$ *кГ/см²* и $P_у = 40$ *кГ/см²* и различаются только диапазоном регулирования и присоединительными размерами фланцев.

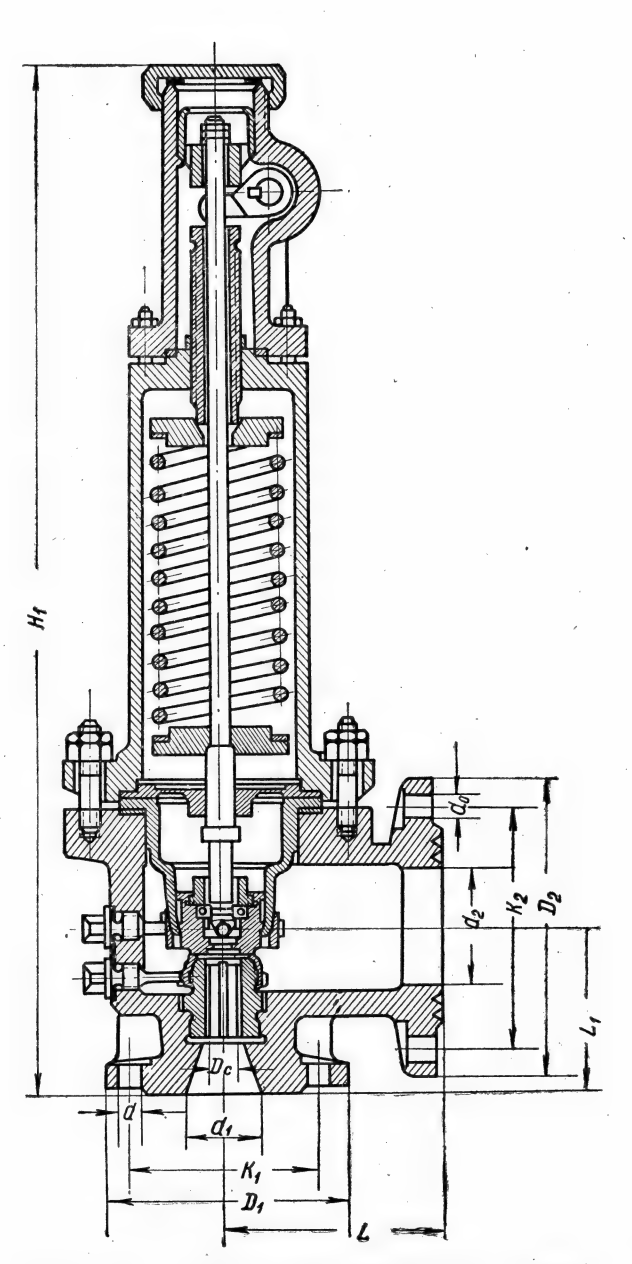


Рис. 6.56. Клапан предохранительный пружинный полноподъемный фланцевый ППК2.

В комплект поставки входит клапан в собранном виде с пружиной, отрегулированной на установочное давление. По особому заказу клапан комплектуется ответными фланцами, прокладками, шпильками для линии приема и сброса среды, а также при необходимости и набором пружин на разные пределы настройки клапана по давлению.

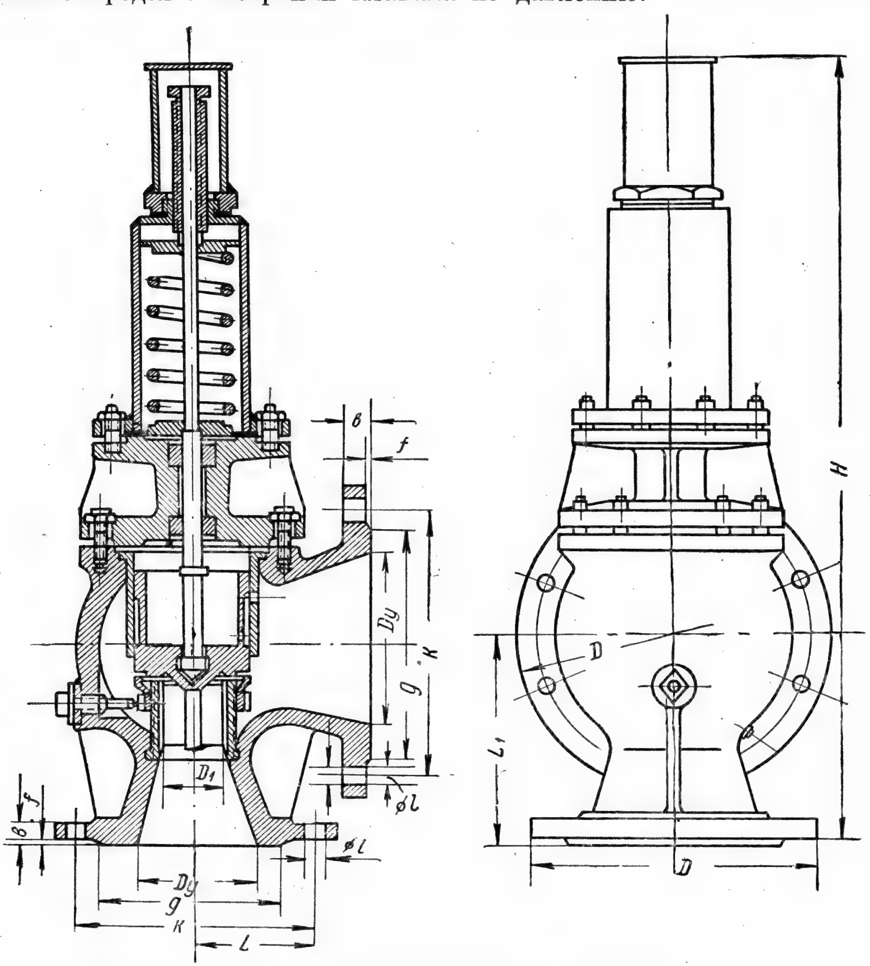


Рис. 6.57. Клапан предохранительный специальный СППК1.

Клапаны предохранительные специальные пружинные фланцевые типа СППК1 (рис. 6.57, табл. 6.95) предназначаются для сброса избыточного давления газов или паров. Они выпускаются серийно для рабочих давлений от 0,5 до 2,8 *кГ/см²*.

Особенностью конструкции клапанов является наличие разделителя, предотвращающего воздействие высокой температуры среды на пружину.

Для некоррозийных сред клапаны изготавливаются из углеродистой стали.

Клапаны предохранительные специальные пружинные полноподъемные фланцевые типа СППК2 по конструкции и габаритам сходны с клапанами ППК2, но не имеют устройства для контрольной продувки. Для

Основные габаритные и присоединитель

Шифр клапана	$D_у$	$D_у$ фланца	Разме			
			D_1	L	L_1	D
СППК1-50—0,5	50	50/80	30	100	135	160/185
СППК1-80—0,5	80	80/100	40	110	150	195/205
СППК1-100—0,5	100	100/125	50	130	175	215/235
СППК1-150—0,5	150	150/200	72	150	225	280/315

Примечание. Размеры в числителе относятся к фланцу приема, в знаменате

защиты пружины от воздействия температуры эти клапаны снабжены разделителем, аналогичным разделителю клапана СППК1.

Выбор пружин в зависимости от диапазона давлений, при котором работают предохранительные пружинные клапаны типов ППК2 и СППК1 производится по данным табл. 6.96 и 6.97.

Таблица 6.96

Выбор пружин в зависимости от диапазона давлений

Шифр клапана	Пределы давлений, $кГ/см^2$	№ пружины	Шифр клапана	Пределы давлений, $кГ/см^2$	№ пружины
СППК1-50—0,5	0,5—1,6	6	ППК2-150—16	4—5	34
СППК1-50—0,5	1,6—2,8	7	ППК2-150—16	5—8	35
СППК1-80—0,5	0,5—1,5	8	ППК2-150—16	8—13	36
СППК1-80—0,5	1,5—2,8	9	ППК2-150—16	13—19	37
СППК1-100—0,5	0,5—1,5	10	ППК2-50—40	7,5—11,5	16
СППК1-100—0,5	1,5—2,8	11	ППК2-50—40	11,5—19	17
СППК1-150—0,5	0,5—1,6	12	ППК2-50—40	19—28	18
СППК1-150—0,5	1,6—0,8	13	ППК2-50—40	28—42	19
ППК2-50—16	2—4	14	ППК2-80—40	7—13	17
ППК2-50—16	4—7,5	15	ППК2-80—40	13—18	18
ППК2-50—16	7,5—11,5	16	ППК2-80—40	18—26	19
ППК2-50—16	11,5—19	17	ППК2-80—40	26—32	22
ППК2-80—16	1,6—2,5	14	ППК2-80—40	32—49	23
ППК2-80—16	2,5—4	15	ППК2-100—40	10—17	28
ППК2-80—16	4—7	16	ППК2-100—40	17—28	29
ППК2-80—16	7—13	17	ППК2-100—40	28—36	30
ППК2-80—16	13—18	18	ППК2-100—40	36—47	31
ППК2-100—16	1,9—3,5	25	ППК2-150—40	8—13	36
ППК2-100—16	3,5—5,5	26	ППК2-150—40	13—19	37
ППК2-100—16	5,5—10	27	ППК2-150—40	19—28	38
ППК-100—16	10—17	28	ППК2-150—40	28—33	39
ППК-150—16	2,5—4	33	ППК2-150—40	33—42	40

Примечания. Пружины не рекомендуется применять при максимальном значении давлений, указанных в таблице. В этих случаях следует принимать пружину ближайшего большего значения пределов давлений. Например, на давление 7,5 $кГ/см^2$ для клапана ППК2-50—16 следует принимать пружину № 16, а не № 15.

2. Для клапанов типа СППК2 применяются те же пружины, что и для клапанов ППК2.

Таблица 6.95

ные размеры клапанов типа СППК1

ры, *мм*						Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
K	*g*	*b*	*f*	⌀*l*	*H*		
125/150	102/128	16/18	3/3	18/18	458	4/4	20
100/170	138/148	20/18	3/3	18/18	524	8/4	26
180/200	158/178	20/20	3/3	18/18	580	5/8	37
240/280	212/258	24/22	3/3	18/18	767	8/8	53

ле — к фланцу сброса среды.

Таблица 6.97

Характеристики некоторых типов пружин, изготовленных из калиброванных шлифованных прутков марки 50ХФА

№ пружины	Диаметр прутка пружины, *мм*	Наружный диаметр пружины, *мм*	Шаг пружины, *мм*	Допускаемая нагрузка на пружину, *кГ*	Число рабочих витков пружины	Общее число витков пружины	Высота пружины в свободном состоянии	Нагрузка при максимальном рабочем давлении, *кГ*	Нагрузка при минимальном рабочем давлении, *кГ*	Вес пружины, *кГ*
6	4	54	13	17,8	8,0	11,5	120	15,5	11,4	0,19
7	4	49	18	37,2	6,5	10,0	135	27,7	15,5	0,142
8	4	54	21	34,0	6,0	9,5	146	25,5	11,3	0,149
9	5	55	19	65,3	7,0	10,5	153	48,5	25,5	0,257
10	5	67	22	44,6	6,5	10,0	165	35,9	25,7	0,31
11	6	66	22	93,0	7,0	10,5	179	69,1	35,9	0,44
12	7	92	34	106	6,0	9,5	237	74,7	54,9	0,77
13	8,5	93,5	32	186	6,5	10,0	243	133,4	74,7	1,18
14	6,5	84,5	32	92,5	6,5	10,0	239	43,4	27,8	0,645
15	7,5	93,5	34	129	6,5	10,0	255	69,5	43,4	0,945
16	9	94	31	218	7,0	10,5	253	121,5	69,5	1,41
17	10	93	29	302	7,5	11,0	255	226	121,5	1,79
18	12	94	27	507	7,5	11,0	243	312	226	2,53
19	13	95	27	638	7,5	11,0	245	451	312	2,98
22	14	94	26	800	7,5	11,0	240	555	451	3,4
23	16	95	26	1160	7,0	10,5	231	729	555	4,15
25	9	121	49	173	5,5	9,0	314	89	48	1,6
26	10	120	44	237	6,5	10,0	331	140	89	2,12
27	12	122	39	400	7,0	10,5	320	255	140	3,24
28	14	122	36	625	7,5	11,0	320	433	255	4,65
29	16	122	35	926	7,5	11,0	316	714	433	5,82
30	18	122	34	1300	7,5	11,0	313	918	714	7,33
31	20	120	33	1795	6,5	10,0	276	1200	918	7,79
33	13	153	53	408	6,5	10,0	400	196	122	4,63
34	14	144	46	537	7,5	11,0	400	245	196	5,47
35	15	158	51	604	7,5	11,0	442	392	245	6,9
36	18	160	47	1020	7,5	11,0	417	637	392	9,9
37	20	160	46	1390	7,5	11,0	413	931	637	12,05
38	22	160	45	1820	7,5	11,0	410	1372	931	14,35
39	24	160	44	2360	7,5	11,0	406	1617	1372	16,8
40	26	162	44	2940	6,5	10,0	366	2060	1617	17,9

10. Установка запорной арматуры на городских газопроводах

Запорная арматура, предназначенная для отключения городских газопроводов, а также ответвлений и вводов от них, как правило, устанавливается в колодцах. Колодцы предназначаются для осмотра и ремонта арматуры без вскрытия грунта, что неизбежно при безколодезной установке. Колодцы в зависимости от их количества и местных условий выполняются из сборного и монолитного железобетона и кирпича.

Установка кранов или вентилей обычно производится в мелких малогабаритных колодцах. Такие колодцы имеют значительные преимущества по сравнению с глубокими колодцами: простота и экономичность изготовления, малое количество взрывчатой смеси при утечках газа, возможность обслуживания и ремонта запорного органа одним человеком с поверхности земли. При использовании таких колодцев необходимо иметь в виду, что они пригодны только при транспорте газов, не дающих конденсирующейся влаги, и установке их в непучинистых или малопучинистых грунтах. При грунтах средней и высокой пучинистости должны приниматься меры от воздействия сил пучения.

На рис. 6.58а показана установка в мелком железобетонном колодце сальникового крана $D_у = 25$; конструкция и размеры люка для этого колодца приведены на рис. 6.58б.

Днище колодцев выполнено разъемным, что позволяет их строить после выполнения монтажных работ по газопроводу и крану.

Конструкция и размеры мелких железобетонных колодцев для установки кранов $D_у = 40$, 50 и 70 приведены на рис. 6.59. Эта же конструкция и размеры колодцев используются для установки в них кранов со смазкой $D_у = 80$ и 100. Так как габариты колодцев для размещения гнутых отводов в этом случае не достаточны, отводы внутри колодцев выполняются сварными.

Конструкция и габариты люков для всех размеров колодцев одинаковы и соответствуют данным, приведенным на рис. 6.58.

Установка задвижек производится в колодцах с габаритами, допускающими возможность эпизодического доступа обслуживающего персонала. Для снятия напряжений, возникающих при изменении температур с фланцев задвижек, и обеспечения герметичности фланцевых соединений задвижки в колодцах монтируются вместе с линзовыми компенсаторами. Такое решение упрощает также в период эксплуатации работы по демонтажу задвижек и установке новых задвижек.

Для возможности открытия и закрытия задвижек с поверхности земли без проникновения в колодец штурвалы задвижек снабжаются специальным штоком выводимым под ковер, установленный на верхнем перекрытии колодца.

Конструктивно колодцы выполняются из сборного железобетона при их массовом изготовлении, монолитного железобетона или кирпича с железобетонным перекрытием — при небольшом количестве.

Конструкция и основные размеры колодцев с круглой чугунной крышкой, выполняемых из сборного или монолитного железобетона, для установки задвижек размером $D_у = 100$, 150 и 200 приведены на рис. 6.60; здесь же в скобках даны размеры колодцев для задвижек $D_у = 250$, 300, 350 и 400.

Конструкция круглого люка аналогична люку мелких колодцев (рис. 6.58) и отличается от него только размерами. Диаметр в свету этого люка составляет 650 *мм* вместо 500 *мм* для люка мелких колодцев, а вес

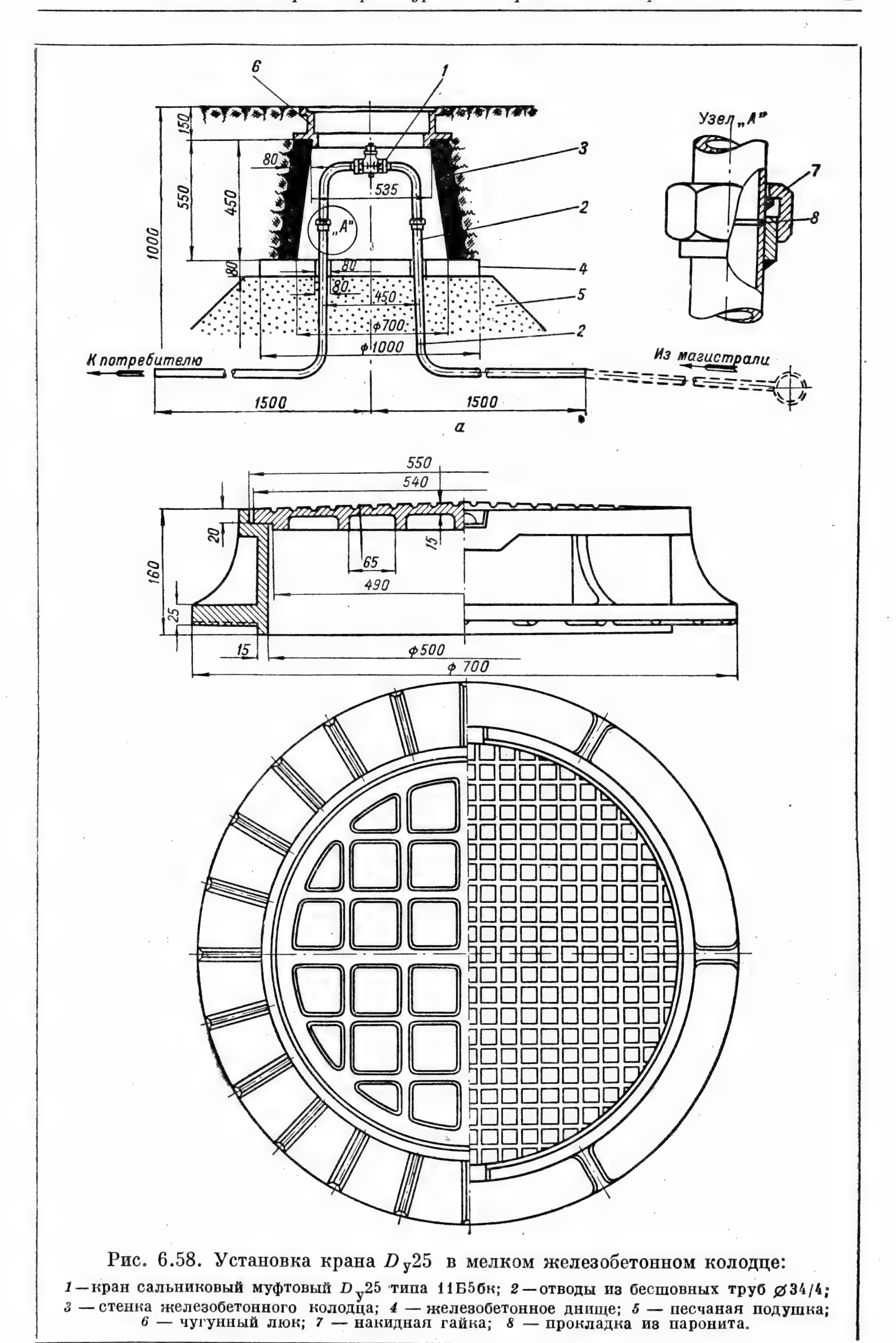


Рис. 6.58. Установка крана $D_у25$ в мелком железобетонном колодце:

1 — кран сальниковый муфтовый $D_у25$ типа 11Б5бк; *2* — отводы из бесшовных труб ⌀34/4; *3* — стенка железобетонного колодца; *4* — железобетонное днище; *5* — песчаная подушка; *6* — чугунный люк; *7* — накидная гайка; *8* — прокладка из паронита.

195 *кГ*. С целью обеспечения большего удобства для работы в колодце и повышения безопасности в ряде случаев применяют двойные люки, состоящие из квадратной и круглой крышек. Недостатком таких люков является их большой вес, составляющий 370 *кГ*. Расчет колодцев, устанавливаемых на городских и других проездах, на прочность ведется на автомобильную нагрузку, создаваемую давлением задней оси в размере 12,35 *т*.

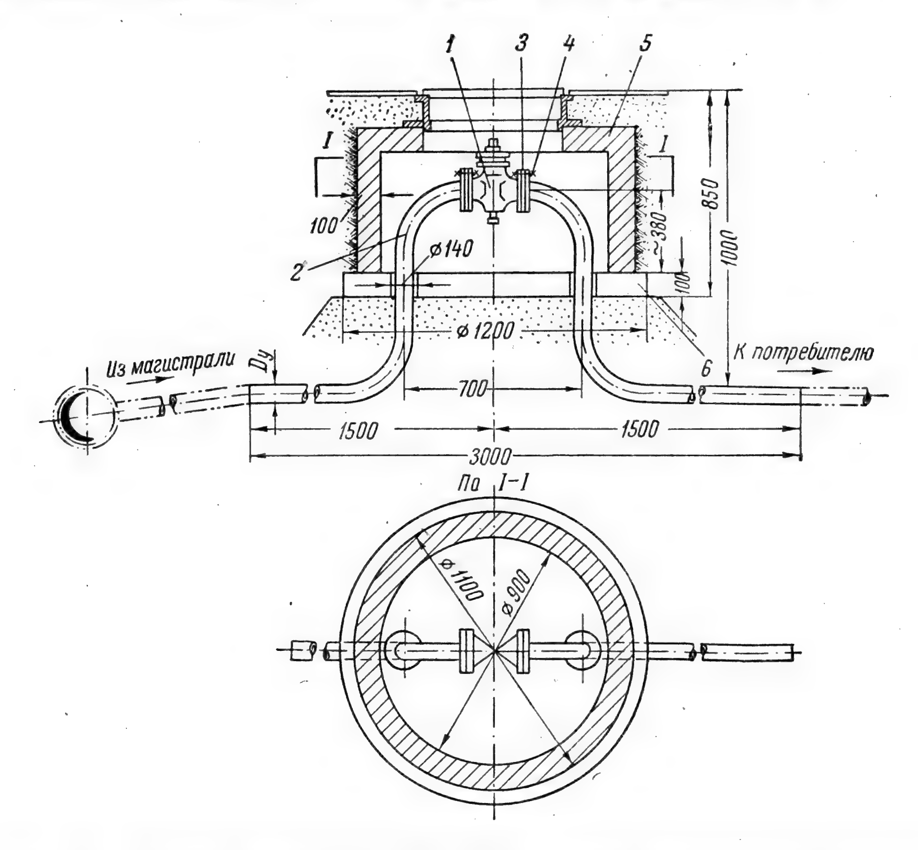


Рис. 6.59. **Установка кранов $D_у$ 40, 50 и 70 в мелком железобетонном колодце:**

1 — кран проходной сальниковый фланцевый типа 11ч8бк; *2* — отводы из бесшовных труб 48/4; 60/4 и 76/4; *3* — прокладка $\delta = 2$ *мм* из паронита; *4* — люк; *5* — железобетонная стенка колодца; *6* — железобетонное днище.

Сборные железобетонные элементы колодца изготовляются из плотного водонепроницаемого вибрированного бетона марки «200» на портланд-цементе марок «400—500». Сборка элементов колодцев, установка ковера и рамы люка производится на цементном растворе марки «100» с добавлением ускорителей схватывания. В зимних условиях применяется теплый раствор.

Заделка проемов в стенах в местах установки сальников производится бетоном марки «150» на мелком щебне с добавлением ускорителей твердения.

При установке колодцев в водонасыщенных грунтах производится их гидроизоляция с помощью оклейки наружных поверхностей борулином, бризолом или нанесением на наружные поверхности штукатурки

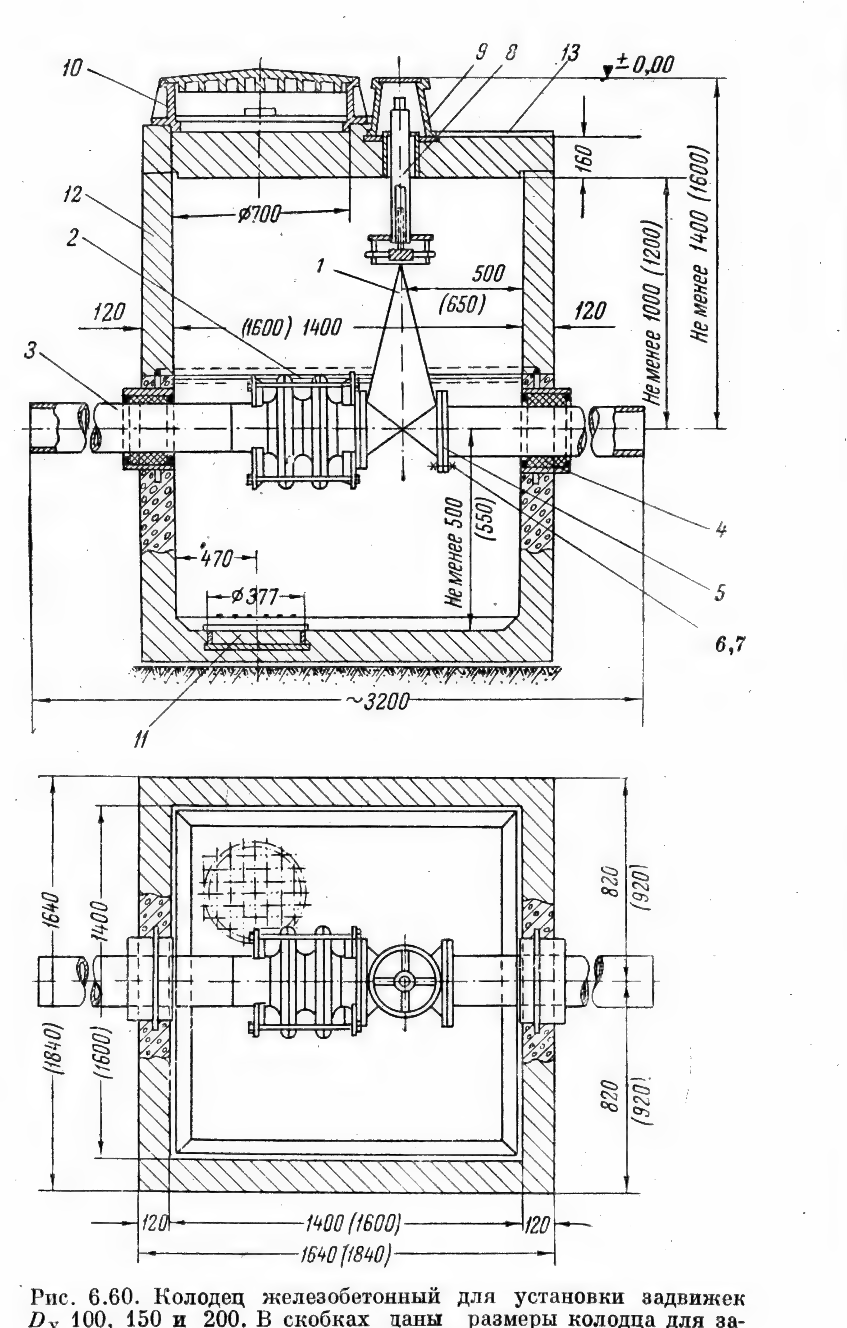


Рис. 6.60. Колодец железобетонный для установки задвижек $D_у$ 100, 150 и 200. В скобках цаны размеры колодца для задвижек $D_у$ 250—400:

1 — задвижка параллельная 30ч7бк; *2* — компенсатор двухлинзовый; *3* — газопровод; *4* — сальник; *5* — фланец; *6* и *7* — болт с гайками; *8* — шток; *9* — ковер; *10* — круглый чугунный люк; *11* — водосборник с металлической сеткой; *12* — железобетонный сборный или монолитный колодец; *13* — цементная штукатурка.

раствором 1 : 2 на портланд-цементе с добавлением церезита или на водонепроницаемом расширяющемся (или безусадочном) цементе. Сальники после их набивки просмоленной паклей в этом случае обкладываются с наружной стороны мятой глиной толщиной 30—50 *см.*

Эти же материалы применяются и при изготовлении колодцев из монолитного железобетона. Колодцы из кирпича рекомендуется применять только в сухих грунтах с обязательным сооружением на городских проездах железобетонного перекрытия. Монтаж оборудования в колодцах необходимо проводить таким образом, чтобы поток газа направлялся на задвижку, а не на компенсатор.

Глава седьмая

СВАРКА ГАЗОПРОВОДОВ

1. Общие сведения

Соединения стальных труб и фасонных частей городских и внутриобъектовых газопроводов производятся, как правило, с помощью сварки.

Фланцевые и резьбовые соединения обычно применяются только в местах установки задвижек, кранов, вентилей, муфт, пробок и другой арматуры и приборов, имеющих фланцевые или резьбовые присоединения.

Для сварки стальных газопроводов всех давлений и назначений могут применяться следующие методы: сварка плавлением, прессовая сварка труб в пластическом состоянии и сварка труб в холодном состоянии.

К сварке плавлением относятся: ручная дуговая сварка толстообмазанными электродами, автоматическая сварка под слоем флюса, дуговая сварка в среде защитных газов и газовая сварка.

К прессовому методу сварки труб в пластическом состоянии относятся: стыковая контактная сварка оплавлением, электродуговая прессовая сварка, электропрессовая сварка с индукционным нагревом и газопрессовая сварка. Сварка труб в холодном состоянии включает сварку давлением и сварку ультразвуком.

Из перечисленных методов в строительстве городских и внутриобъектовых газопроводов в настоящее время применяется только первый — сварка плавлением. Причем наибольшее распространение имеет ручная электродуговая сварка. Объясняется это тем, что этот вид сварки обеспечивает не только высокое качество сварного соединения, но и позволяет его применять в стесненных городских и внутриобъектовых условиях. Автоматическая и полуавтоматическая электродуговая сварка под слоем флюса применяется редко, преимущественно в стационарных мастерских для сварки труб в плети. Газовая сварка, дающая более низкое качество сварного соединения, находит применение только там, где использование электродуговой сварки невозможно или неудобно, например, при сварке труб мелких диаметров (обычно до $D_{у} = 100$) и приварке труб или фасонных частей к действующим газопроводам независимо от диаметра.

2. Типы сварных соединений

Основным типом сварного соединения является гладкостенное V-образное соединение встык (рис. 7.1а). Его используют при различных методах сварки и разных размерах труб. Это соединение требует тщательной обработки и калибровки концов свариваемых труб.

Модификацией этого соединения является соединение встык с остающимся стальным подкладным кольцом (рис. 7.1б). Это соединение применяют при ручной дуговой сварке, в особенности на неповоротных стыках, а также при автоматической и полуавтоматической сварке поворотных стыков под слоем флюса. Достоинством соединения является ускорение сварки и повышение надежности провара шва, особенно в его вершине.

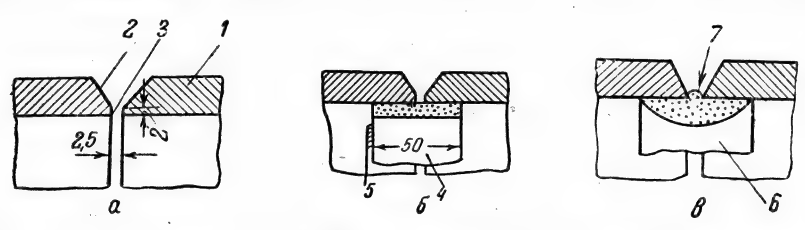
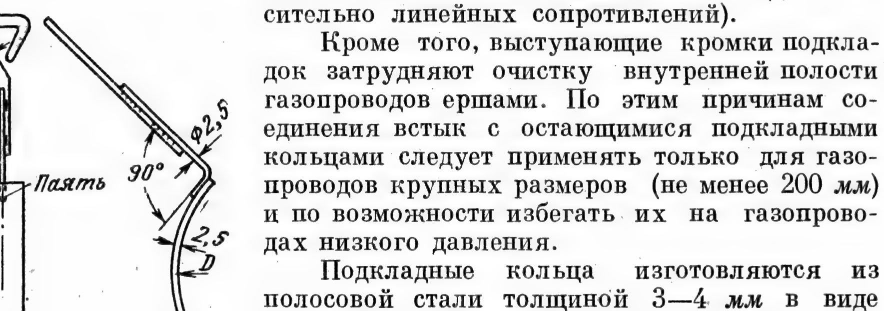


Рис. 7.1. Типы сварных соединений: *а* — сварной V-образный стык; *б* — сварной стык с цилиндрическим подкладным кольцом; *в* — сварной стык с фасонным подкладным кольцом.

1 — трубопровод; *2* — скошенная кромка трубы; *3* — притупление кромки; *4* — цилиндрическое подкладное кольцо; *5* — сварочная прихватка; *6* — фасонное подкладное кольцо; *7* — буртик кольца.

Недостатком таких подкладок является то, что они создают местные сужения в газопроводах, являющиеся местами скоплений пыли, смолы, нафталина и влаги, требуют применения несколько больших уклонов газопроводов (при влажном газе) и приводят к увеличению гидравлических сопротивлений (примерно на 10% относительно линейных сопротивлений).



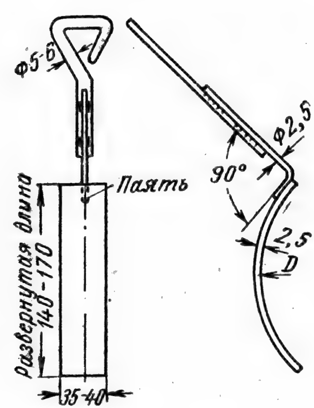


Рис. 7.2. Убирающаяся передвижная подкладка.

Кроме того, выступающие кромки подкладок затрудняют очистку внутренней полости газопроводов ершами. По этим причинам соединения встык с остающимися подкладными кольцами следует применять только для газопроводов крупных размеров (не менее 200 *мм*) и по возможности избегать их на газопроводах низкого давления.

Подкладные кольца изготовляются из полосовой стали толщиной 3—4 *мм* в виде узких разрезных колец шириной 35—40 *мм*. При сборке газопровода такое кольцо закрепляют сварочными прихватками на одном конце трубы и надвигают на вторую его половину конец второй трубы.

При использовании подкладных колец следует обращать внимание на то, чтобы они плотно прилегали всеми своими точками к внутренней поверхности трубы. Для этого до установки колец они должны быть выправлены, а после установки (до прихватки) разжаты клином или другим инструментом.

Некоторым преимуществом обладают подкладки фасонного поперечного сечения с узким круговым буртиком на наружной поверхности кольца. Такое кольцо, изготовленное из упругой стали, после установки пружинит и плотно прижимается к внутренней поверхности трубы. Наличие буртика ограничивает смещение кольца по оси трубы, почему прихватки его не требуется (рис. 7.1в).

С целью искоренения недостатков, присущих металлическим подкладным кольцам, в последние годы рядом специалистов стали рекомендоваться неметаллические подкладные кольца, изготовленные из литой бумажной массы. В средней части таких колец имеется углубление, в которое запрессовывается флюс. При сварке такое кольцо коробится и частично обгорает, поэтому предполагается, что его достаточно легко можно будет удалить из сваренного трубопровода продувкой, промывкой или прочисткой ершами.

В последнее время стали применяться также убирающиеся передвижные подкладки, изготовленные из красной меди или латуни (рис. 7.2). Такая подкладка, предварительно изогнутая по необходимому радиусу, вводится через зазор и перемещается по мере формирования первого слоя сварного шва. Недостатком убирающейся подкладки является необходимость увеличения зазора между кромками трубы до 5 *мм*, повышенный расход электродов и увеличение затрат труда (примерно на 10—15%) на формирование первого слоя.

3. Требования, предъявляемые к сварщикам

С целью обеспечения высокого качества сварочных работ строительные организации должны располагать: необходимым оборудованием, квалифицированными кадрами и лабораторией для проведения испытания сварных соединений.

К производству сварки газопроводов допускаются сварщики, выдержавшие испытания по теории и практике в объеме, предусмотренном правилами испытания электросварщиков и газосварщиков, утвержденными Госгортехнадзором, и получившие удостоверения на право выполнения сварочных работ.

Сварщики, имеющие удостоверения, но впервые приступающие к сварке газопроводов, а также имевшие перерыв в работе более одного месяца перед допуском к работе подвергаются проверке (выполняют сварку пробного стыка в условиях, тождественных с теми, в которых будет производиться сварка на местах строительства (те же трубы, электроды, методы и режим сварки и т. д.).

Из пробного стыка, признанного удовлетворительным по внешнему осмотру, вырезаются образцы для механических испытаний на растяжение и загиб (см. ниже).

При неудовлетворительных результатах по какому-либо виду испытаний образцов пробного стыка производится повторное испытание на удвоенном количестве образцов. При неудовлетворительных результатах, полученных хотя бы на одном из повторных образцов, сварщик не допускается к работе и направляется на повторный курс подготовки и тренировки и только после получения положительных результатов механических испытаний образцов из вновь сваренного пробного стыка он может быть допущен к сварке газопроводов.

Каждому сварщику, получившему удостоверение на право выполнения работ по сварке газопроводов, присваивается цифровой или буквенный знак-клеймо, который он должен выбивать или выполнять наплавкой на расстоянии 5—6 *см* от каждого выполненного им сварного шва.

Строительные организации, выполняющие сварочные работы, должны завести на каждого сварщика формуляр, в который должны заноситься основные данные о наличии диплома (удостоверения) у сварщика, результаты испытаний сваренных им пробных стыков или вырезанных из газопровода контрольных стыков.

4. Электроды для ручной электродуговой сварки

Электроды, применяемые для сварки газопроводов, должны удовлетворять следующим требованиям:

1) обеспечивать получение сварных соединений с высокими механическими свойствами (прочностью, пластичностью, ударной вязкостью), не уступающими свойствам основного металла;

2) обеспечивать стабильное горение дуги, спокойное плавление и хорошее формирование расплавленного металла при сварке во всех пространственных положениях;

3) не создавать большого разбрызгивания и обеспечивать максимальный коэффициент наплавки, увеличивающий производительность труда;

4) обеспечивать достаточную глубину провара и высокую плотность наплавленного металла (отсутствие пор и шлаковых включений);

5) обмазка электродов должна обладать минимальной гигроскопичностью, высокой стойкостью к воздействию воздуха и не должна при сгорании образовывать «козырьков»,

Существующие стандарты предусматривают целый ряд марок электродов, удовлетворяющих перечисленным требованиям, а также механическим свойствам наплавленного металла сварного шва. Наибольшее распространение для ручной электродуговой сварки газопроводов получили электроды типов Э-42, Э-42А и Э-50А с нормами механических свойств, приведенными в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Нормы механических свойств распространенных типов электродов по ГОСТ 2523—54

Тип электродов	Нормы механических свойств металла шва		Нормы механических свойств сварного соединения		
	Предел прочности, кГ/мм²	Относительное удлинение, %	Ударная вязкость, кГм/см²	Предел прочности, кГ/мм²	Угол загиба, град.
Э-42	42	18	8	42	120
Э-42А	42	22	14	42	180
Э-50А	50	20	13	50	180

Электроды для сварки газопроводов из малоуглеродистой и низколегированной сталей изготавливают из проволоки марок СВ-08, СВ-08А, СВ-08Г, СВ-08ГА, СВ-10ГС по ГОСТ 2246—54 (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Химический состав проволоки для изготовления электродов по ГОСТ 2246—54

Марка проволоки	Содержание элементов, %						
	Углерод (не более)	Марганец	Кремний	Хром	Никель	Сера	Фосфор
			не более				
СВ-08	0,1	0,35—0,60	0,03	0,15	0,30	0,04	0,04
СВ-08А	0,1	0,35—0,60	0,03	0,10	0,25	0,03	0,03
СВ-08Г	0,1	0,8—1,10	0,03	0,15	0,30	0,04	0,04
СВ-08ГА	0,1	0,8—1,10	0,03	0,10	0,25	0,03	0,03
СВ-10ГС	0,11	0,9—1,10	0,75—0,90	0,02	0,03	0,03	0,04

Характеристики электродов различных заводских марок в зависимости от типа обмазки приведены в табл. 7.3, а составы обмазок для электродов заводских марок, получивших наибольшее распространение, в табл. 7.4.

Электроды марки УОНИ 13/45 обеспечивают стабильное горение дуги во всех пространственных положениях. Их применяют при постоянном токе обратной полярности. Нормы механических свойств, обеспечиваемые этими электродами: предел прочности 42—45 *кГ/мм*^{2}, ударная вязкость более 15 *кГм/см*^{2}, угол загиба свыше 120 градусов.

Недостатком электродов является склонность к образованию в наплавленном металле червеобразных пор при наличии ржавчины на свариваемых кромках или при сварке длинной дугой. Последнее несколько осложняет применение этих электродов для сварки неповоротных стыков и требует от сварщика высокой натренированности.

Электроды марки УОНИ 13/55 соответствуют типу по ГОСТ Э-50А. Благодаря большему содержанию ферросплавов в обмазке, чем в электродах УОНИ 13/45, они обеспечивают и более высокие механические свойства (предел прочности 50—55 *кГ/мм*^{2}, ударная вязкость 15—20 *кГм/см*^{2}). Эти электроды наиболее часто применяются при сварке труб из низколегированных сталей марок МК, 14ХГС и 19Г.

Электроды марки СМ-11 соответствуют типу по ГОСТ Э-42А и применяются при сварке во всех пространственных положениях как на постоянном, так и на переменном токе. Их преимущество перед электродами марок УОНИ заключается в меньшей склонности к образованию пор при наличии ржавчины на кромках. Недостаток этих электродов пониженная ударная вязкость металла сварного шва — около 12 *кГм/см*^{2}. Электроды ОММ-5 соответствуют типу по ГОСТ Э-42 и дают возможность их применять на постоянном и переменном токе. Недостатком электродов является большое содержание шлака, затрудняющего сварку в вертикальном и потолочном положении, сниженные механические свойства наплавленного металла относительно рассмотренных выше электродов и сравнительно небольшой коэффициент наплавки, снижающий производительность работ по сварке на 20—25%. Эти электроды в настоящее время применяются для сварки преимущественно наружных газопроводов невысокой ответственности. Электроды с газозащитной целлюлозной обмазкой марки ЦЦ-1 соответствуют типу по ГОСТ Э-42А. Их достоинством является стабильное горение дуги во всех пространственных положениях и незначительное количество шлака при плавлении обмазки (вдвое меньше, чем для электродов УОНИ и СМ-11). В последние годы применение электродов с газозащитной целлюлозной обмазкой ограничивается по причине повышенного содержания водорода в металле сварного шва.

Электроды с рутиловой обмазкой марки ВСР-50 удовлетворяют требованиям ГОСТ для электродов Э-42А и Э-50А. Этот новый тип электродов по данным лаборатории сварки ВНИИСтройнефти позволяет вести сварку в любых пространственных положениях и обеспечивает получение сварных швов с высокими прочностными и пластическими характеристиками. Наилучшие механические свойства швов получаются при наличии в электродной проволоке 0,8—1,2% марганца, 0,2—0,3% кремния и до 0,1% углерода. Предел прочности при этих условиях составляет 48—52 *кГ/мм*^{2}, а удлинение 26—28%.

К электродам, применяемым для сварки газопроводов, предъявляются следующие общие требования.

Таблица 7.3

Наименование показателей	Группы электродов				
	с обмазкой основного типа	с обмазкой основного типа, в которую добавлен железный порошок	с газозащитной обмазкой	с обмазкой кислого типа	с обмазкой, содержащей рутил
Компоненты обмазок (основные)	Мрамор, плавиковый шпат, ферросплавы	Мрамор, плавиковый шпат, железный порошок	Целлюлоза, двуокись титана, марганцовистая руда	Кремнезем, двуокись титана, окислы железа, ферросплавы	Рутил или двуокись титана
Характер переноса металла	Крупнокапельный, равномерный	Крупнокапельный, равномерный	Мелкокапельный, равномерный	Мелкокапельный, неравномерный	Крупнокапельный равномерный
Глубина проплавления и форма валика	Средняя; валик плоский	Средняя; валик плоский	Значительная; валик вогнутый	Небольшая; валик плоский, широкий	Нормальная, валик выпуклый
Возможность сварки в различных пространственных положениях	Сварка возможна во всех положениях, но при короткой дуге нужен сварщик очень высокой квалификации		Сварка легко выполнима во всех положениях	Сварка в вертикальном и потолочном положениях затруднительна	Сварка возможна во всех положениях
Образование пор при наличии ржавчины на кромках труб и удлинении дуги	Часто дают поры	Могут дать поры	Почти не образуют пор		Могут давать поры
Жидкотекучесть расплавленного металла и шлака	Умеренная		Шлака очень мало, жидкотекучесть умеренная	Значительная	Умеренная
Механические свойства металла шва	Удовлетворяют требованиям, предъявляемым к электродам типа Э-42А и Э-50А		Удовлетворяют требованиям, предъявляемым к электродам типа Э-42-А		Удовлетворяют требованиям, предъявляемым к электродам типа Э-42А и Э-50А
Марки электродов	УОНИ13/45, УОНИ13/55, УП2/45, УП2/55	СМ-11 и чехословацкие электроды ВН-48	ЦЦ-1 и американские электроды Е6010	ОММ-5, ЦМ-7, МЭЗ-04	Электроды ВНИИСтройнефти марки ВСР-50 и американские электроды Е6013

Таблица 7.4

Составы обмазок электродов некоторых заводских марок

Марка электрода	Компоненты обмазок, %														Растворимое жидкое стекло, % от веса жидкости
	Мрамор	Плавиковый шпат	Кварц	Ферросилиций	Ферромарганец	Ферротитан	Двуокись титана	Рутил	Железный порошок	Марганцевая руда	Титановый концентрат	Полевой шпат	Целлюлоза или крахмал	Тальк	
УОНИ 13/45	53	18	9	3	2	15	—	—	—	—	—	—	—	—	30
УОНИ 13/55	54	15	9	5	5	12	—	—	—	—	—	—	—	—	30
СМ-11 . . .	28,5	20,4	—	7,9	3,5	—	3,5	—	33	—	—	—	2	1,2	23
ОММ-5 . .	—	13	—	—	20	—	—	—	—	21	37	—	9	—	30
ЦЦ-1 . . .	—	—	—	—	5	—	25	—	—	15	—	10	30	15	30
ВСР-50 . .	30—35	20—25	—	3—4	5—7	—	—	20—25	—	—	—	—	1	—	30

Все электроды, вне зависимости от заводской марки, должны иметь сертификат завода-изготовителя, подтверждающий их соответствие маркам Э-42, Э-42А или Э-50А по ГОСТ 2523—54.

При отсутствии сертификатов электроды допускается применять только при наличии документов, подтверждающих их принадлежность к одной партии, проверки их качества внешним осмотром и проведения механических испытаний сваренных образцов.

По внешнему виду электроды должны иметь равномерно и концентрично нанесенную обмазку с разностенностью слоя покрытия не более 0,3 *мм*. Обмазка не должна иметь трещин, надрывов и других дефектов; при сгорании электрода обмазка не должна отваливаться кусками.

Независимо от наличия сертификатов от каждой прибывшей на строительство партии (не более 5 *т*) должна отбираться проба для проверки качества внешним осмотром и проведения испытаний механических свойств наплавленного металла. Результаты приемки каждой партии электродов должны оформляться актом, к которому должны прилагаться данные внешнего осмотра и проведенных механических испытаний.

Транспортировка и хранение электродов должны исключать возможность их механического повреждения и увлажнения. Электроды должны храниться в сухом помещении на деревянных стеллажах. Перед выдачей электродов на строительство они должны подвергаться сушке при температуре 200—300° С в течение $1 \div 1,5$ часов. Перед выдачей их сварщику ответственным лицом должно быть проверено состояние обмазки. Применение электродов с увлажненной обмазкой не допускается. На рабочем месте электроды должны храниться в непромокаемой таре; укладка электродов на землю недопустима.

Сварные соединения при ручной электродуговой сварке труб из малоуглеродистых и низколегированных сталей имеют стабильный химический состав (табл. 7.5).

Из данных табл. 7.5 видно, что лучший химический состав наплавленного металла соответствует электродам марок УОНИ 13/45 и СМ-11. В этих составах минимальное содержание углерода, серы и фосфора и максимальное содержание марганца и кремния.

Таблица 7.5

Средний химический состав наплавленного металла при сварке труб электродами разных марок

Марка электрода	Средний химический состав наплавленного металла, %				
	Углерод	Марганец	Кремний	Сера	Фосфор
УОНИ 13/45	0,1	1,0—1,1	0,25—0,30	0,02	0,03
СМ-11	0,1	0,55—0,65	0,22—0,27	0,03	0,01
ОММ-5	0,12—0,15	0,80—0,85	0,07—0,10	0,03	0,05
ЦЦ-1	0,10—0,12	0,42—0,46	0,17—0,20	0,04	0,02

Механические свойства сварных соединений и наплавленного металла при сварке труб электродами различных марок в разных пространственных положениях приведены в табл. 7.6 и 7.7. Данные этих таблиц свидетельствуют, что механические свойства сварных соединений и наплавленного металла, выполненных электродами марок УОНИ 13/45, СМ-11 и ЦЦ-1, удовлетворяют требованиям, предъявляемым к сварным стыкам.

Таблица 7.6

Марка электродов	Нижнее положение					
	Сварное соединение			Наплавленный металл		
	Предел прочности, *кГ/мм²*	Угол загиба, град.	Ударная вязкость, *кГм/см²*	Предел прочности, *кГ/мм²*	Относительное удлинение, %	Поперечное сужение, %
УОНИ 13/45	42—45	180	20—25	44—47	30—35	70—75
СМ-11	42—44	180	19—23	43—45	29—33	70—75
ОММ-5	38—42	140—180	10—12	43—46	20—23	35—50
ЦЦ-1	42—45	180	12—16	41—45	27—30	60—70

Продолжение табл. 7.6

Марка электродов	Вертикальное положение			Потолочное положение		
	Сварное соединение			Сварное соединение		
	Предел прочности, *кГ/мм²*	Угол загиба, град.	Ударная вязкость, *кГм/см²*	Предел прочности, *кГ/мм²*	Угол загиба, град.	Ударная вязкость, *кГм/см²*
УОНИ 13/45	40—42	180	15—22	40—43	180	15—24
СМ-11	40—42	180	18—25	40—44	180	15—20
ОММ-5	40—43	120—180	9—12	38—43	110—140	8—11
ЦЦ-1	41—43	180	11—15	42—45	180	12—15

5. Технология сборки и ручной электродуговой сварки газопроводов

Качество сварного шва в значительной степени зависит от точности совмещения свариваемых кромок труб, их формы и состояния поверхности. Это свидетельствует о необходимости тщательного подхода к процессу подготовки и сборки труб перед их сваркой.

Таблица 7.7

Марка электрода	Ударная вязкость, $кГм/см^2$, при температуре, град.				
	+20	0	—20	—40	—60
УОНИ 13/45	21,0	19,0	18,0	14,0	12,0
СМ-11	19,2	18,5	17,1	16,2	9,6
ОММ-5	13,2	8,3	7,2	6,5	5,8
ЦЦ-1	13,3	12,8	10,0	7,2	3,2

Примечание. Приведены средние результаты испытания 10 образцов.

Перед сборкой стыков из каждой трубы, находящейся на трассе, необходимо удалить землю, песок и другие попавшие в нее предметы. Кромки свариваемых труб должны быть тщательно очищены от ржавчины, заусенец, масляных пятен, краски и грязи. Все эти вещества должны быть удалены также с прилегающих к кромкам участков внутренней и наружной поверхности трубы.

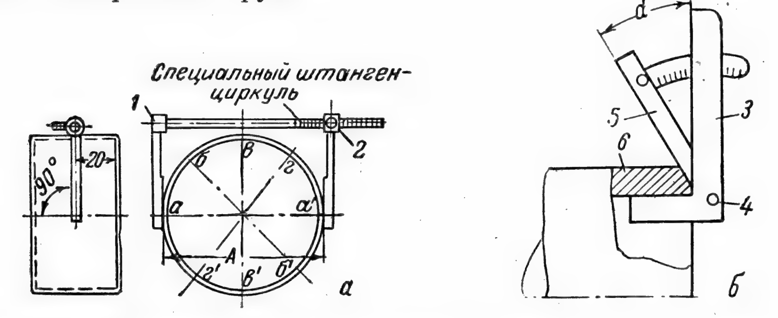


Рис. 7.3. Методы проверки эллиптичности (*а*) и угла скоса кромок (*б*) труб:

1 — неподвижная губка; 2 — подвижная губка; 3 — угольник шаблона; 4 — шарнир; 5 — подвижная линейка с делениями; 6 — стенка трубы.

Удаление засорений производится щетками или скребками, протаскиваемыми через трубу с помощью проволоки, длина которой превышает длину трубы не менее, чем в два раза. В зависимости от степени загрязнения щетки протаскивают один или несколько раз. Ржавчину с концов свариваемых труб удаляют металлическими щетками или напильниками. Масло и влагу удаляют при помощи пламени сварочной горелки или паяльной лампы. Масло может быть удалено также промывкой бензином.

Концы свариваемых труб должны, по возможности, иметь правильную окружность, отклонение от которой не должно превышать ±1—1,5 *мм* в зависимости от диаметра трубы.

Проверка правильности окружности трубы и установление ее эллиптичности производится специальным штанген-циркулем (рис. 7.3*а*). Регулируя подвижную губку шаблона, устанавливают размер по двум противоположным точкам (например *а—а'*), затем, повторяя промер в трехчетырех местах (в точках *б—б'*, *в—в'*, *г—г'*), устанавливают размеры трубы и ее эллиптичность. При наличии значительных забоин и вмятин

концы труб необходимо обрезать. При небольших вмятинах, овальности и забоинах, мешающих нормальному стыкованию, концы труб необходимо выправлять в нагретом до 500—600° С состоянии по шаблону. Плавные, не резко выраженные вмятины иногда выправляют и в холодном состоянии, но при температуре воздуха не ниже —10° С, без последующей термообработки.

Концы свариваемых труб должны иметь, как правило, одинаковую толщину стенок; допускаемая разностенность их не должна превышать ±10%.

Кромкам свариваемых труб необходимо придавать односторонний скос (7.3*б*). Угол скоса кромок зависит от принятого метода сварки и толщины стенок труб. Для электродуговой сварки труб с толщиной стенки от 5 до 12 *мм* угол скоса обычно принимают равным 35°.

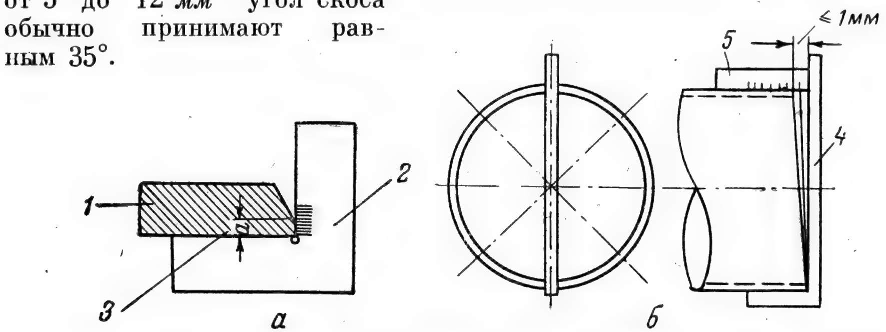


Рис. 7.4. Методы проверки величины притупления кромки трубы (*а*) и перпендикулярности торцов труб (*б*):

1 — стенка трубы; *2* — угольник с делениями; *3* — величина притупления; *4* — угольник; *5* — металлическая рейка.

Проверку угла скоса фасок производят угломером в нескольких точках (рис. 7.3*б*) или специальным шаблоном. При этом допускаемое отклонение от заданного угла, как правило, не должно превышать ±2°.

При неправильном угле фаски исправляют шлифовальной машиной или обрезкой газом. При ручной электродуговой сварке фаски на внутренней стенке трубы притупляют в виде торцового кольца. Ширину притупления в зависимости от толщины свариваемых труб принимают равной 1,5—2,5 *мм* с максимальным допускаемым отклонением ±0,5 *мм*. Если величина притупления после обточки на станке оказывается неодинаковой по всей окружности трубы, то это указывает на разностенность трубы или ее овальность. Величину притупления проверяют угольником с делениями (рис. 7.4*а*). Большое значение для качественной сварки имеют перпендикулярность торцов труб, величина зазора между свариваемыми кромками и смещение кромок относительно друг друга. Перпендикулярность торцов проверяют с помощью угольника и металлической линейки (рис. 7.4*б*) по двум перпендикулярным диаметрам. При этом отклонение по вертикали не должно превышать 1 *мм*.

Зазор между кромками после прихватки при применении приведенных выше электродов принимается в зависимости от толщины стенок труб следующий:

Толщина стенки трубы, *мм*	Зазор между кромками, *мм*
5—7	1,5±0,5
8—9	2,5±0,5
10—12	3,0±0,5

Допускаемые превышения внешней поверхности труб в стыке, собранном для ручной электродуговой сварки, должны быть в зависимости от толщины труб не более следующих значений: при толщине стенки до 6 *мм* — 1 *мм*; от 7 до 8 *мм* — 1,5 *мм*; от 9 до 10 *мм* — 2 *мм* и более 10 *мм* — 2,5 *мм*.

При больших смещениях внешних поверхностей концы труб до их сварки должны быть доведены до указанных выше размеров.

При сборке в секции или в нитку, когда две очередные трубы правильно, с необходимым зазором, подогнаны одна к другой, их закрепляют наложением коротких валиков сварных швов — сварочных прихваток.

Число прихваток в зависимости от размера свариваемых труб принимают: для труб диаметром до 200 *мм* — 2; 250—350 *мм* — 3; 350—500 *мм* — 4; 630 *мм* — от 5 до 6; 720 *мм* — от 6 до 7 и 820 *мм* — от 8 до 9.

Длина прихватки для поворотных стыков обычно составляет 30—50 *мм*, а для неповоротных — 40—60 *мм*. Высота прихваток около 40% от толщины стенок труб.

Прихватки производятся теми же электродами и выполняются теми же сварщиками, которые сваривают стыки.

При сборке труб с продольными швами их смещают относительно друг друга не менее чем на 100 *мм*. Сборка стыков свариваемых труб должна производиться на специальном стеллаже или на лежках. Центровка поворотных стыков производится с помощью хомутов, ломиков и других приспособлений, а центровка неповоротных стыков (выполняемых на трассе) с помощью автокранов, трубоукладчиков или треног с лебедками.

Сборка стыков труб на остающихся подкладных кольцах производится следующим образом: кольцо наполовину ширины вставляется в одну из труб, плотно поджимается к трубе и прихватывается к ней изнутри 3—5 прихватками. На выступающую часть кольца надвигается вторая труба, устанавливается зазор на 1—1,5 *мм* больший, чем при сборке без колец, и производится прихватка труб.

Ручная дуговая сварка труб обычно производится в несколько слоев, число которых принимается в зависимости от толщины стенки труб:

Толщина стенки, *мм*	Число слоев шва
4—5	2
6—9	3
10—12	4
13—15	5

При трехслойном шве первый слой должен иметь вогнутую поверхность и обеспечивать полный провар корня шва. Второй слой должен обеспечивать проплавление кромок труб, а третий целиком заполнять разделку и создавать усиление с плавным переходом от сварного шва к основному металлу.

Высота усиления во всех точках поворотного стыка должна быть не менее 1 *мм* и не более 30% от толщины стенки труб. В неповоротных стыках высота усиления может достигать 40% от толщины стенки свариваемых труб. Высота отдельных слоев шва при сварке в три и четыре слоя приведена в табл. 7.8.

Многослойная сварка дает следующие преимущества: повышается плотность сварных соединений за счет несовпадения пор различных слоев, улучшается структура наплавленного металла благодаря нормализации нижних слоев шва в период сварки верхних, улучшаются условия кристал-

Таблица 7.8

Номер слоя	Высота слоя шва в % к толщине стенки труб	
	в три слоя	в четыре слоя
1	20—25	15—20
1+2	70—80	50—60
1+2+3	100 + усиление	80—90
1+2+3+4	—	100 + усиление

лизации металла шва, уменьшается объем ванны расплавленного металла и упрощается технология сварки стыков, в особенности неповоротных.

При сварке поворотных стыков секций на трубосварочном стенде с равномерным вращением труб сварка производится последовательно по всей окружности стыка без перерыва.

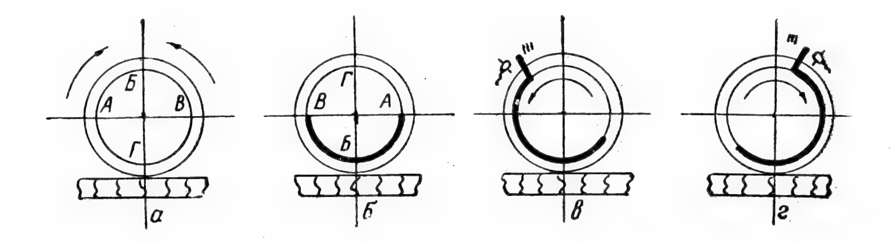


Рис. 7.5. Последовательность работ при сварке поворотных стыков.

При сварке поворотных стыков секций на лежках с периодическим поворотом труб сварку ведут в последовательности, изображенной на рис. 7.5.

Сначала накладывается 1 слой шва на верхнюю полуокружность всех стыков секций (*а*). После этого секция поворачивается на 180° и 1 слой накладывается на вторую полуокружность стыка (*б*).

Наложение 2, 3 и 4 слоев производится при постепенном поворачивании трубы в полувертикальном положении, но в различных направлениях. Завершающий (3 или 4) слой шва должен иметь равномерную выпуклую поверхность без подрезов. Производить наложение всех трех (четырех) слоев шва на отдельных участках стыка при наличии остальной незаваренной части стыка недопустимо.

Сварка неповоротных стыков может производиться как на бровке, так и в траншее. В обоих случаях концы труб укладываются на лежки или под ними вырываются приямки. Сборка неповоротных стыков производится так же, как сборка поворотных стыков.

Подгонка «захлестов», или вставка катушек должна производиться в наиболее холодное время суток летом и в наиболее теплое — зимой. Категорически запрещается подгонять эти стыки путем «ловли концов» при удлинении трубы.

При сварке неповоротных стыков наложение отдельных слоев шва производится следующим образом (рис. 7.6):

а) проваривается 1 слой обратно ступенчатыми швами с обеих сторон трубы, при этом «замок» 1 слоя располагается в точке зенита трубы или вблизи от нее;

б) заваривается 2 слой шва, причем сварка ведется снизу вверх, а «замок» смещается от точки зенита на 50—70 *мм*. Сварка ведется поочередно или одновременно с обеих сторон трубы;

в) аналогичным образом завариваются 3 (4) слой шва, причем «замок» смещается от зенита в противоположную сторону.

При многослойной сварке стыков труб поверхность каждого слоя должна зачищаться от шлака; кроме того необходимо, чтобы замыкающие участки «замки» верхнего слоя не совпадали с «замками» нижнего слоя. Для этой цели начало каждого верхнего слоя смещается относительно нижнего слоя на 50—70 *мм*.

Ручную дуговую сварку газопроводных труб ведут на режимах, приведенных в табл. 7.9. Приведенные в этой таблице данные о силе сварочного тока могут служить только для ориентировки; их следует уточнять в зависимости от квалификации сварщиков и характеристики источников тока.

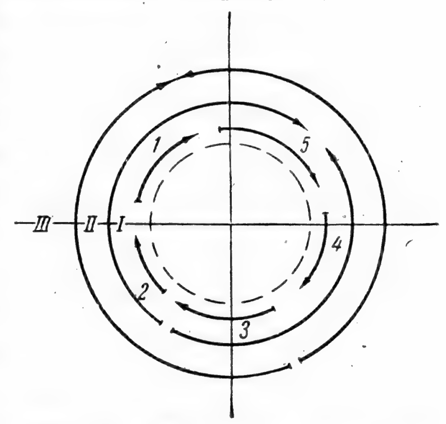


Рис. 7.6. Наложение слоев при сварке неповоротных стыков.

Таблица 7.9

Марка электрода	Поворотные стыки			Неповоротные стыки		
	№ слоя шва	Диаметр электрода, *мм*	Сила тока, *а*	№ слоя шва	Диаметр электрода, *мм*	Сила тока, *а*
УОНИ-13/45	I II III и IV	3—4 4 5	120—150 140—180 220—230	I II III и IV	3—4 4 4	110—140 120—150 130—170
УОНИ-13/55	I II III и IV	3—4 4 5	120—140 170—200 220—240	I II III и IV	3—4 4 4	110—140 120—150 130—180
СМ-11	I II III и IV	3—4 4 5	120—150 140—170 220—240	I II III и IV	3—4 4 4	110—140 130—160 140—180
УП-2/55	I II III и IV	3—4 4 5	120—140 150—200 175—220	I II III и IV	3—4 4 4	120—130 140—170 150—180

При ручной электродуговой сварке источником тока являются передвижные сварочные агрегаты, состоящие из двигателя внутреннего сгорания и генератора постоянного тока. В качестве двигателей применяют

бензиновые или дизельные автомобильные двигатели, а в качестве генераторов — машины постоянного тока, обеспечивающие при холостом ходе напряжение, достаточное для зажигания дуги (50—60 *в*).

Основные данные о сварочных агрегатах, получивших наибольшее распространение, приведены в табл. 7.10.

Таблица 7.10

Основные характеристики двигателей и генераторов сварочных агрегатов

Тип агрегата	Основные данные о двигателе				
	Марка	Число цилиндров	Потребляемое топливо	Расход топлива, *кГ/час*	Запуск
АСБ-300	Четырехтактный ГАЗ-МК	4	Бензин автомобильный А-66	6—8	От руки
ПАС-400-IV	Четырехтактный ЗИС-5М	6	То же	12—15	От стартера
АСД-3-1	Двухтактный ЯАЗ-204Г	4	Дизельное топливо марки ДЗ или ДЛ	20—22	То же

Продолжение таблицы 7.10

Основные данные о генераторе						Габариты, *мм*	Вес, *кГ*
Марка	Ток	Напряжение, *в*	Мощность при ПР-65, *квт*	Сила тока при ПР-65, *а*	Пределы регулирования тока, *а*		
СМГ-2Г	Постоянный	30	9	300	60—320	1900 × 806 × 1370	900
СГП-3-1	То же	40	20	500	120—500	2950 × 880 × 1920	1900
СГП-3-1	» »	40	20	500	120—600	2820 × 1100 × 1570	1900

Примечание. В последние годы заводы электропромышленности освоили выпуск модернизированных агрегатов АСБ-300-3, в которых двигатели ГАЗ-МК заменены более мощными двигателями автомашины «Волга», а генераторы СМГ-2 — генераторами ГСО-300.

При наличии силовой энергии и возможности питания сварочного оборудования в качестве источника постоянного тока применяются сварочные преобразователи ПС-300, ПС-500 или СУГ-2р.

6. Технология сборки и автоматической сварки под флюсом

Автоматическую (полуавтоматическую) сварку под слоем флюса в условиях городского строительства применяют сравнительно редко — при сварке труб в секции на специальных трубосварочных базах или в мастерских.

Для сварки этим методом трубы подготавливаются как и для ручной электродуговой сварки, с кромками, скошенными под углом ~35°. Прак-

тика показывает, что автоматическую сварку при силе тока около 700—750 *а* можно вести и при меньшем угле скоса кромок (17,5—20°), расходуя значительно меньше электродной проволоки и флюса.

Сборку стыков для автоматической сварки, учитывая высокую текучесть расплавленного металла, выполняют с большей точностью, чем при ручной сварке. Особенно важно, чтобы подкладные кольца плотно прилегали к внутренней поверхности стыка.

Если зазор между кромками труб и кольцом превышает 1 *мм*, расплавленный металл протекает внутрь трубы. Автоматическая (полуавтоматическая) сварка под флюсом производится: на остающихся в трубе стальных подкладных кольцах с зазором между кромками 1,5—2 *мм* и на ручной подварке с теми же зазорами, что и при ручной электродуговой сварке.

Для автоматической и полуавтоматической сварки применяются высокомарганцовистые флюсы марок АН-348А, ОСЦ-45 и КВС-19 (табл. 7.11).

Флюс, применяемый для сварки, должен иметь сертификат завода-изготовителя с указанием марки, номера партии, даты выпуска и результатов проведенных испытаний. Флюс должен быть сухим и чистым. Транспортировка и хранение флюса производятся в закрытой таре, не допускающей увлажнения. Перед засыпкой в автомат флюс просушивается в течение $2 \div 3$ часов при температуре 250—300° С и просеивается через сито.

Независимо от наличия сертификата от каждой партии флюса (не более 5 *т*) должна отбираться проба, проверяемая на сварку. Процесс пробной сварки должен протекать стабильно, без значительных колебаний напряжений на дуге. Корка флюса после остывания должна легко отделяться от поверхности шва.

Автоматическая (полуавтоматическая) сварка труб в секции выполняется в два или три слоя. Поверхность каждого слоя до накладки последующего должна тщательно зачищаться от корки флюса.

Приближенный режим сварки стыков под флюсом приведен в табл. 7.12.

7. Технология сборки и газовой сварки

Сборка стыков для газовой сварки производится так же, как и для ручной электродуговой сварки. В некоторых случаях зазоры между кромками увеличивают относительно дуговой сварки на 0,5 *мм*. Присадочная проволока применяется марок СВ-08 и СВ-08А. Поставляемая проволока должна быть снабжена сертификатом с указанием в нем завода-изготовителя, марки и химического состава. Независимо от наличия сертификата от каждой партии проволоки должна отбираться проба для проверки качества внешним осмотром и производства испытаний механических свойств сварного соединения. До применения присадочная проволока должна быть очищена от ржавчины, грязи и жировых пятен. Диаметр сварочной проволоки подбирается в зависимости от толщины стенки свариваемых труб:

для левого способа сварки $d = \frac{\delta}{2} + 1$ *мм*

для правого » » $d = \frac{\delta}{2}$ *мм*,

где d — диаметр проволоки, а δ — толщина стенки.

Газовая сварка выполняется нормальным пламенем с объемным соотношением в газовой смеси $\frac{\text{кислород}}{\text{ацетилен}} = \frac{1,1}{1,0}$.

Составы плавленных и керамических флюсов

Марка флюса	Химический			
	SiO_2	Al_2O_3	MnO	CaO
АН-348А	41—43,5	До 3	34,5—37,5	До 5,5
ОСЦ-45	42—45	До 2,5	38—43	До 5
КВС-19	30	—	54	—

Таблица 7.12

Наименование показателя	Сварка проволокой д-2 *мм*		Сварка проволокой д-4 *мм*	
	I слой шва	II и III слой шва	I слой шва	II и III слой шва
Сила тока	450—500	500—550	550—600	600—650
Скорость подачи проволоки, *м/час*	180—210	210—230	60—65	65—75
Скорость вращения труб, *м/час*	26—30	28—30	28—30	28—30

Кислород для газовой сварки применяется по ГОСТ 5583—50 двух сортов: сорт А с содержанием кислорода не менее 99,2% и сорт Б с содержанием кислорода не ниже 98,5%. Кислород для сварки поставляется в баллонах по ГОСТ 949—41 емкостью 40—55 *л*, имеющих окраску голубого цвета с черной надписью «Кислород». Давление кислорода в баллонах до 150 *кГ/см*^{2}. Отбор кислорода из баллонов производится до остаточного давления не ниже 1,0 *кГ/см*^{2}.

Ацетилен поставляется либо в баллонах по ГОСТ 949—41, либо получается на месте в ацетиленовых генераторах из карбида кальция.

Ацетиленовые баллоны окрашиваются в белый цвет с надписью красного цвета «Ацетилен». Емкость распространенных ацетиленовых баллонов по воде — 40 *л*. В баллоне ацетилен находится в растворенном виде в ацетоне, заполняющем поровые пространства пористых масс (активированного угля, пемзы и др.).

Количество ацетилена в баллоне приближенно определяется по уравнению:

$$V = 9{,}2\,vP \text{ л},$$

где 9,2 — коэффициент, учитывающий растворимость ацетилена, объем ацетона и пористой массы;
v — водяная емкость баллона, *л*;
P — давление газа в баллоне, *кГ/см*^{2}.

Карбид кальция применяется по ГОСТ 1460—56 первого и второго сорта. Средний выход ацетилена из 1,0 *кГ* карбида кальция составляет 250—260 *л*. Ацетиленовые генераторы должны отвечать требованиям ГОСТ 5190—49.

Таблица 7.11

для автоматической сварки труб

состав, %					
MgO	FeO	CaF_2	S	P	Прочие компоненты
5,5—7,5	До 1,0	3,5—5,5	До 0,15	До 0,12	0,5
До 1	До 1,5	6,0—8,0	До 0,15	До 0,15	—
—	—	7,0	—	—	FeSi — 7, Al — 2%

Таблица 7.13

Техническая характеристика мощности наконечников горелок

№ наконечников горелок	Примерная толщина стенок труб, *мм*	Расход, *л/час*		Давление, *кГ/см²*	
		ацетилена	кислорода	кислорода	ацетилена
1	0,5—1,5	50—135	50—140	1,0—4,0	Не менее 0,01
2	1,0—3,0	135—250	140—260	1,5—4,0	То же
3	2,5—4,0	250—400	260—420	2,0—4,0	» »
4	4,0—7,0	400—700	490—750	2,0—4,0	» »
5	7,0—11,0	700—1100	750—1170	2,0—4,0	» »

Примечание. Действительно для горелок: ГС-49, ГС-53, ГСМ-53, ГС-57, ГСМ-57.

Мощность наконечника горелок (табл. 7.13) подбирается в зависимости от толщины свариваемых кромок

$$V = K\delta \text{ л/час},$$

где V — расход ацетилена, *л/час*;

K — удельный расход ацетилена на 1 *мм* свариваемой толщины металла (при левом способе сварки 100 *л/час*, при правом 150 *л/час*);

δ — толщина стенки трубы, *мм*.

При газовой сварке стыков труб процесс рекомендуется вести с проковкой. Для этой цели после заварки участка шва длиной 40—50 *мм* производится проковка металла сварного шва ударами слесарного молотка. Проковка ведется при обязательном нагреве металла до светло-красного каления.

8. Сварка труб в зимних условиях

В настоящее время сварку стыков газопроводов в зимнее время разрешается производить при температурах наружного воздуха до минус 30° С, без подогрева свариваемых концов труб.

Основными факторами, обеспечивающими высокое качество швов, свариваемых при отрицательных температурах, являются:

1. Применение труб из спокойной малоуглеродистой и низколегированной сталей.

2. Использование высококачественных электродов типа Э-42А (марок УОНИ 13/45 и СМ-11) и Э-50А (марок УОНИ 13/55 и ВСР-50),

а также прокалка этих электродов в течение часа при температуре 250—300° С.

3. Тщательная предварительная подготовка труб и их кромок для сварки, а также высококачественная очистка поверхностей в зоне сварки от снега, льда, ржавчины и масел.

4. Выполнение сварочных работ, как правило, на постоянном токе обратной полярности.

5. Соблюдение режимов сварки, обеспечивающих подвод в сварочную ванну повышенного количества тепла, за счет увеличения силы тока на 5—7% на каждые 10° понижения температуры.

6. Применение для защиты от осадков и ветра (при скорости более 10 *м/сек*) брезентовых или фанерных будок.

7. Обеспечение уменьшения скорости охлаждения металла шва с помощью закрытия торцов свариваемых труб деревянными или металлическими заглушками и установки на законченные швы теплоизоляционных поясов из асбестовых материалов.

8. Обеспечение местного подогрева зоны стыка, в особенности при температурах наружного воздуха ниже минус 30° С. Подогреву до температуры 150—200° С должны подвергаться участки труб, прилегающие к стыку длиной 180—200 *мм*.

Подогрев зоны стыка может осуществляться с помощью электропечей, индукторов, ацетилено-кислородных или газовых горелок, паяльных ламп, жаровень и т. п.

Кроме указанных факторов важнейшее значение для обеспечения высокого качества сварки в зимних условиях имеет опытность и натренированность персонала и качество организации производства работ (качество сварочного оборудования, инструмента и удобство одежды сварщика).

Учитывая трудности производства работ на трассе в зимнее время, необходимо стремиться к тому, чтобы максимально возможное количество сварочных работ (сварка труб в плети, сварка фасонных частей и т. п.) осуществлялось в закрытых помещениях стационарных трубосварочных баз.

9. Контроль качества сварных соединений

Контроль качества сварных соединений газопроводов и фасонных частей состоит из предварительного контроля сварочных работ и окончательного контроля законченных сварных соединений.

Предварительный контроль заключается в проверке качества применяемых материалов, технического состояния сварочного оборудования и инструмента, квалификации сварщиков и пооперационном контроле всех стадий процесса сварки.

Окончательный контроль включает внешний осмотр сварных соединений, просвечивание стыков гамма-лучами, механические испытания пробных или контрольных стыков и пневматические испытания законченного строительством газопровода.

Постоянный контроль качества сварных соединений обычно осуществляется строительно-монтажной организацией, назначающей для этого ответственных лиц: опытного инженера и мастеров по сварке или производителей работ, получивших специальную подготовку по выполнению и контролю сварочных работ. Эпизодический контроль осуществляется эксплуатационной организацией, назначающей для этого ответственных, имеющих специальную подготовку лиц.

Контроль качества поступающих на строительную площадку материалов заключается в определении состояния материалов после их транспортировки или хранения и установления по сертификатам соответствия материалов требованиям действующих правил, стандартов и технических условий на трубы, электроды, сварочную проволоку и флюсы.

Контроль квалификации сварщиков заключается в проверке документов на право производства сварочных работ и данных по механическим испытаниям выполненных сварщиками пробных стыков.

Проверка технического состояния сварочного оборудования должна установить возможность обеспечения оборудованием необходимых для технологического процесса сварочных режимов и наличие на оборудовании исправных измерительных приборов для контроля режимов сварки. Проверка правильности показаний контрольно-измерительными приборами производится не реже одного раза в месяц, а также после каждого ремонта сварочного оборудования и измерительных приборов.

В пооперационный контроль сварочных работ входит проверка правильности центровки труб, совпадения кромок, величины зазора и притупления, зачистки кромок перед сваркой, расположения и качества прихваток. При пооперационном контроле проверяется также режим сварки, порядок наложения отдельных слоев шва, форма слоев шва, зачистка шлака, отсутствие пор, трещин и других внешних дефектов шва. Внешнему осмотру подвергаются все законченные сварные швы после тщательной очистки их от шлака, окалины и грязи. При осмотре рекомендуется пользоваться лупой с 2,5—3-кратным увеличением.

По внешнему виду сварной шов должен удовлетворять следующим требованиям:

а) поверхность наплавляемого металла по всему периметру должна быть равномерной и мелкочешуйчатой с плавным переходом к поверхности основного металла;

б) высота усиления стыков должна составлять для поворотных стыков не менее 1,5 *мм* и не более 30% от толщины стенки труб, а для неповоротных стыков в потолочной части 2—2,5 *мм*, но не более 40% от толщины стенки труб;

в) подрезы шва по глубине до 1 *мм* на длине не более 1/3 периметра шва не являются браковочным пределом, но подлежат исправлению путем наплавки узких ниточных валиков шириной не более 2—3 *мм*;

г) наличие на сварном шве трещин любых размеров, пор ноздреватости, наплывов, бугристости, кратеров и грубой чешуйчатости не допускается.

Сварные стыки, не удовлетворяющие этим требованиям, должны быть вырублены и заварены вновь.

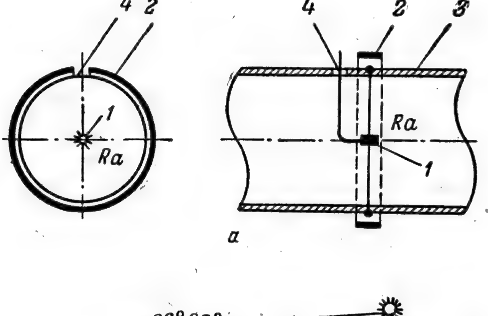
Допускается также частичная вырубка шва, если дефекты относятся только к части его, не превышающей 30% от общей длины шва. Заварка бракованной части шва при неполностью вырубленном наплавленном металле, а также исправление дефектов сварки подчеканкой не допускается.

Сварные стыки, забракованные по внешнему осмотру и заваренные полностью или частично, вновь должны подвергаться для выявления внутренних дефектов просвечиванию гамма-лучами.

По действующим Правилам Госгортехнадзора просвечиванию гамма- или рентгено-лучами для выявления внутренних дефектов сварных швов (газовых пор, усадочных раковин, шлаковых включений, непроваров и трещин) должны подвергаться из принятых по внешнему осмотру:

для газопроводов с давлением до 3 *кГ/см²* не менее 2% стыков и одновременно не менее одного стыка из числа сваренных каждым сварщиком на каждом объекте (адресе) работ, для газопроводов с давлением от 3 до 6 *кГ/см²* не менее 50% и с давлением более 6 *кГ/см²* — 100% стыков.

Количество просвечиваемых стыков для газопроводов с давлением до 6 *кГ/см²* целесообразно увеличивать при прокладке газопроводов по ответственным городским проездам, при пересечении водных и других преград, прокладке газопроводов в районах горных выработок и сейсмических районах, при вынужденном сокращении разрывов от зданий и сооружений.



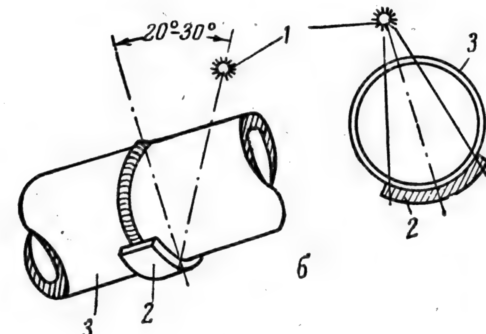


Рис. 7.7. Схемы просвечивания стыков с расположением ампулы внутри трубы (*а*) и вне трубы (*б*):

1 — ампула; *2* — кассета; *3* — труба; *4* — отверстие для ввода ампулы.

Просвечивание сварных стыков производится в соответствии с ГОСТ 7512—55. При просвечивании кассета с пленкой должна защищаться от постороннего рассеянного или вторичного излучения с задней стороны листовым свинцом или другим эквивалентным материалом соответствующей толщины. Чувствительность рентгено-гаммаграфирования контролируется на каждом снимке по эталону чувствительности (выполненному из того же материала, что и контролируемое сооружение), помещаемому на поверхность металла, обращенную к источнику лучей, рядом со швом. Чувствительность оценивается по наименьшей глубине канавки эталона чувствительности, ясно выявленной на снимке и выраженной в % от суммарной толщины эталона и металла в месте установки эталона, измеренной в направлении прохождения лучей.

Вычисление чувствительности производится по формуле:

$$K = \frac{X \cdot 100}{L \cdot l}\ \%,$$

где X — наименьшая глубина канавки эталона, выявленная на снимке;
L — толщина металла (трубы) в месте установки эталона;
l — полная толщина эталона чувствительности.

Чувствительность, определенная по эталону, должна иметь значения, не превышающие при гаммаграфировании радиоактивным кобальтом Co^{60}: для толщин стенок труб или фасонных частей до 5 *мм* не выше 6%, для толщин от 6 до 10 *мм* не выше 4% и от 10 до 20 *мм* не выше 3%.

При рентгенографировании: для толщин до 5 *мм* не выше 3,5%, от 6 до 10 *мм* не выше 2,5% и от 10 до 20 *мм* не выше 1,5%.

Просвечивание сварных стыков производится двумя способами: с ампулой, установленной внутри трубы (рис. 7.7*а*) для труб диаметром

более 100 *мм* и вне трубы (рис. 7.7*б*) для труб меньших размеров, а также находящихся под газом.

Полученные рентгено- и гамма-снимки считаются пригодными, если они удовлетворяют следующим требованиям:

а) на снимке должно быть изображение всего контролируемого шва или его контролируемого участка;

б) снимок должен иметь четкое изображение маркировочных знаков и эталона чувствительности;

в) плотность почернения снимка в месте изображения шва должна быть в пределах 1—2 единиц оптической плотности для гамма-снимков и в пределах 0,8—1,5 единиц для рентгеноснимков;

г) снимок не должен иметь пятен, полос и повреждений эмульсионного слоя пленки, затрудняющих выявление дефектов.

Для просвечивания выбираются стыки наихудшие по внешнему осмотру. Оценка качества шва по снимкам обычно производится лабораторией, лицом, имеющим удостоверение на право работ по промышленному радиографированию.

О качестве шва составляется заключение по установленной форме, в котором указывается местонахождение шва, диаметр трубы или длина проконтролированного участка шва (в *мм*), вид дефектов, их количество и размеры (в *мм*). Результаты контроля гамма- и рентгенографированием регистрируются в специальном журнале с указанием в нем условного обозначения шва, маркировки снимков, условий съемки, дефектов, выявленных снимками, и заключения.

Заключения по просвечиванию сварных стыков сдаются заказчику при сдаче газопровода в эксплуатацию, а пленки с копиями заключений хранятся у организации, производившей просвечивание в течение не менее трех лет.

Оценка качества шва при гамма- и рентгенографировании производится по трехбалльной системе *, по следующим основным признакам.

Баллом «3» оцениваются сварные швы, не имеющие ни одного из дефектов по внешнему осмотру, а также если на гамма- и рентгеноснимках отсутствуют признаки непровара, трещины любых размеров и направлений, скопления или цепочки газовых пор и шлаковых включений по группе Б и В ГОСТ 7512—55. Для балла «3» допускается наличие отдельных ничтожных по размерам шлаковых включений и пор.

Сварные стыки, оцененные баллом «3», считаются бездефектными и подлежат приемке.

Баллом «2» оцениваются стыки, удовлетворяющие требованиям внешнего осмотра, и при условии отсутствия на гамма-и рентгеноснимках трещин любых размеров и направлений. Для балла «2» допустимы следующие отдельные макродефекты:

1. Непровар при односторонней сварке в корне и по кромкам шва до 10% от толщины основного металла. При сварке на подкладных кольцах непровар не допускается.

2. Поры при условии, что

а) их площадь не превышает 2,5% площади шва при ручной дуговой сварке и 2% при автоматической сварке;

б) поры не расположены цепочкой по высоте шва.

При подсчете площади шва усиление в расчет не принимается.

---

* Автор считает необходимым сохранить балльную систему оценки качества сварных стыков, хотя требованиями ГОСТ 7512—55 она не предусматривается.

3. Шлаковые включения при условии, что

а) площадь их не превышает 2% площади шва при ручной дуговой сварке и 1,5% при автоматической сварке;

б) включения не расположены цепочкой по высоте шва.

Для балла «2» допустимы и следующие комбинированные дефекты:

1. Поры и шлаковые включения при условии, что

а) площадь их не превышает 2% площади шва (без усиления) при ручной дуговой сварке и 1,5% при автоматической;

б) поры и шлаковые включения не расположены цепочкой по высоте шва.

2. Поры и непровар при условии, что поры не расположены по одной осевой линии с непроваром, а величина непровара и наибольшего размера пор не превышает 10% от толщины стенки трубы.

3. Шлаковые включения и непровар при условии, что включения не расположены на одной осевой линии с непроваром, а величина непровара и наибольшего линейного размера включений не превышает 10% от толщины стенки трубы.

Сварные стыки, оцененные баллом «2», подлежат приемке для газопроводов не особенно высокой ответственности.

Баллом «1» оцениваются стыки, удовлетворяющие требованиям внешнего осмотра, но имеющие любой из следующих дефектов по гамма- и рентгеноснимкам: трещины любых размеров и направлений, непровары по сечению шва, непровары в вершине шва глубиной более 10% от толщины стенки, шлаковые включения, расположенные цепочкой или сплошной линией вдоль шва, скопления газовых пор или их расположение цепочкой или сплошной сеткой. Сварные швы, оцененные баллом «1», подлежат полному удалению или частичной вырубке, если длина дефектной части меньше 30% от общей длины стыка. Исправленная часть сварного шва должна быть подвергнута повторному просвечиванию. При оценке шва по гамма- и рентгеноснимкам баллом «1» производится дополнительное просвечивание не менее пяти стыков, сваренных сварщиком на контролируемом объекте.

При наличии хотя бы одного неудовлетворительного стыка производится просвечивание всех стыков, а сварщик отстраняется от работы на период обучения, тренировки и сдачи экзаменов.

Механические испытания образцов, вырезанных из пробного или контрольного стыков, производятся в соответствии с ГОСТ 6996—54; на каждый стык изготовляется три образца с усилением (без строжки) для испытания на растяжение и три образца без усиления (со строжкой) для испытания на изгиб.

Результаты испытаний для ручной дуговой сварки и автоматической сварки под слоем флюса должны удовлетворять следующим требованиям:

а) предел прочности сварного соединения должен быть не ниже нижнего предела прочности основного металла труб или фасонных частей;

б) угол загиба не менее 120°.

Результаты испытаний для газовой сварки должны удовлетворять требованиям:

а) предел прочности сварного соединения должен быть не ниже нижнего предела прочности основного металла;

б) угол загиба не менее 100°.

Результаты испытаний по обоим видам сварки определяются как среднее арифметическое из трех образцов; при этом для одного из образ-

цов допускаются отклонения в сторону уменьшения на 10% по пределу прочности и на 10% по углу загиба.

Механические испытания сварных стыков для труб диаметром до 100 *мм* иногда заменяются испытанием пробных образцов на излом. Для этой цели из стыка вырезаются три образца длиной 200—250 *мм* и шириной 50—60 *мм* с расположением сварного шва поперек образца. Для разлома шва по его оси делается надрез и шов подвергается разрушению.

Результаты испытания на излом считаются удовлетворительными, если непровар в вершине шва, шлаковые включения и поры не превышают вместе 10% от толщины стенки трубы и если отсутствует несплавление между отдельными слоями шва. Для механического испытания на излом берутся худшие по внешнему виду сварные швы, но не имеющие внешних дефектов, по которым они могут браковаться.

Глава восьмая

ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

1. Виды коррозии

Коррозией называется постепенное поверхностное разрушение металла газопроводов в результате электрохимического взаимодействия его с окружающей средой.

Основными видами электрохимической коррозии подземных газопроводов являются: грунтовая коррозия и коррозия блуждающими токами.

Грунтовая коррозия вызывается наличием в грунте влаги, солей, кислот, водородных, гидроксильных и других ионов, создающих условия для возникновения на поверхности металла электрохимических короткозамкнутых микро- и макроэлементов, разрушающих металлические стенки газопроводов. Коррозия блуждающими токами вызывается попаданием через грунт в металлическую оболочку газопровода постоянных электрических токов из внешних источников, основными из которых являются: рельсовые пути трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог.

Попадание блуждающих токов в грунт происходит вследствие несовершенства изоляции рельсов по отношению к грунту, в силу чего электрический ток, протекающий по рельсам, ответвляется в грунт. Растекаясь по грунту и встречая на своем пути металлические трубы, удельное сопротивление которых значительно ниже удельного сопротивления грунта, электрический ток направляется в эти трубопроводы.

Зона, в которой блуждающие токи переходят в металлическую оболочку газопровода из окружающей среды, называется катодной. В этой зоне коррозии металлических сооружений не происходит.

Зона, в которой блуждающие токи переходят из оболочки газопровода в электрическую среду грунта, называется анодной. В анодной зоне происходит электрохимическое разрушение металла в тем большей степени, чем больше плотность тока, уходящего из газопровода в грунт. Для металлических трубопроводов предельно допустимая среднесуточная плотность стекающих в землю токов не должна превышать 0,5 миллиампер на квадратный дециметр поверхности утечки.

Основным условием борьбы с коррозией подземных газопроводов является разобщение их металлической оболочки от непосредственного контакта с грунтом. Это разобщение в настоящее время осуществляется за счет наложения на трубопроводы различных типов противокоррозийных изолирующих покрытий, тип и толщина которых принимаются в зависимости от коррозийных свойств грунта, ответственности газопровода, наличия блуждающих токов и других местных условий.

2. Определение коррозийных свойств грунта

При проектировании и строительстве подземных газопроводов необходимо предварительное изучение коррозийных свойств грунта для обоснованного выбора противокоррозийной защиты металлической оболочки трубопроводов и установленных на них сооружений. Методы определения коррозийности должны по возможности точно отражать степень коррозийности грунтов по трассам газопроводов и одновременно не должны требовать длительного времени для получения необходимых результатов. Существует несколько различных методов определения коррозийности, однако ввиду многообразия причин коррозии металла в грунте каждый из этих способов в отдельности не может дать исчерпывающих данных для определения коррозийности грунтов. Достаточно полная оценка коррозийности может быть сделана только при применении нескольких методов и сопоставлении их результатов при одновременном учете местных условий.

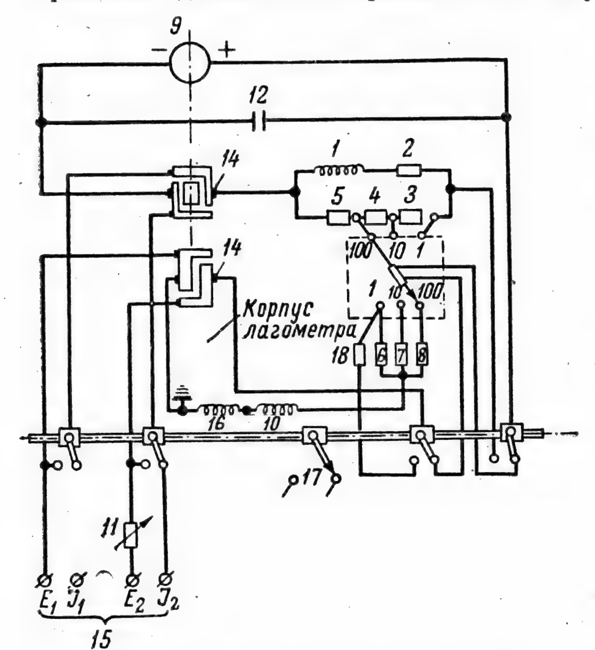


Рис. 8.1. Схема прибора типа МС-07:

1 — малая рамка; *2* — добавочное сопротивление; *3*, *4*, *5* — сопротивления универсального шунта; *6*, *7*, *8* — добавочные сопротивления в цепи рамки (30000, 5000 и 100 *ом*); *9* — генератор; *10* — большая рамка; *11* — реостат; *12* — конденсатор; *13* — переключатель пределов измерения; *14* — коммутатор; *15* — зажимы прибора; *16* — дополнительная обмотка; *17* — переключатель; *18* — сопротивление.

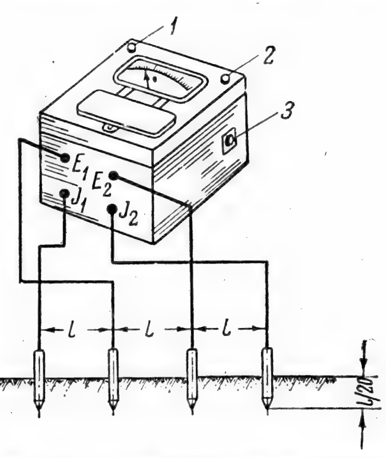


Рис. 8.2. Схема соединения прибора МС-07 при измерении удельного сопротивления грунта:

1 — переключатель пределов измерения; *2* — переключатель регулировки и измерения; *3* — реостат.

Все наиболее распространенные в настоящее время методы определения коррозийности грунтов могут быть разделены на полевые и лабораторные. К полевым методам относятся: метод закладки в грунт металлических образцов *, требующий длительного времени для получения ре-

* По указанному методу изготовляются пластинки из металла, однородного металлу трубы, и помещаются после их очистки до металлического блеска в исследуемый грунт. Через 6 месяцев эти пластинки вынимают, очищают от коррозии и взвешивают. Потеря веса металла позволяет судить о коррозийных свойствах грунта.

зультатов, и кратковременный электрометрический метод, определяющий омическое сопротивление грунта.

К лабораторным методам относятся: метод потери веса эталонного образца металлической трубки, метод исследования поляризационных кривых, определение коррозийности грунтов по их химическому анализу и др.

Ниже кратко рассматриваются только те методы, которые получили благодаря простоте и надежности результатов наибольшее распространение в практике строительства городских газопроводов.

Электрометрический полевой метод. При полевом методе коррозийность грунтов определяется непосредственным измерением удельного сопротивления грунта по трассе газопровода с помощью приборов различных типов, наибольшее применение из которых получили прибор типа МС-07 и полевой потенциометр ЭП-1.

Схема прибора МС-07 (рис. 8.1) построена так, что одна обмотка включена как амперметр, а другая как вольтметр. При такой схеме измерительный прибор лагометр показывает величину, пропорциональную сопротивлению заземления в омах. Схема присоединения прибора к заземляющим электродам дана на рис. 8.2.

Заземляющие электроды, представляющие собой стальные стержни диаметром 15—20 *мм* и длиной 800 *мм*, устанавливаются по прямой линии с равными промежутками между ними. Обычно расстояние между электродами принимается в пределах $l = 1{,}5 \div 2{,}5$ *м*, а глубина их погружения в грунт $h \leqslant 0{,}05\, l$.

При сухом грунте в углубления для электродов заливается небольшое количество пресной воды, а затем в него плотно забиваются электроды.

Измерение удельного сопротивления грунта с помощью прибора МС-07 проводится следующим образом. После подключения всех электродов к прибору (до начала измерений) необходимо скомпенсировать сопротивление зонда. Для этого переключатель *17* устанавливается в левое регулировочное положение. Вращая рукоятку генератора *9* со скоростью около 130 об./мин. добиваются поворотом рукоятки реостата *11* совмещения стрелки прибора с красной отметкой шкалы. После указанного совмещения рукоятку реостата *11* оставляют в установленном положении до конца измерения, а переключатель *17* переводят в правое положение.

Измерение величины омического сопротивления грунта производится вращением рукоятки генератора с указанной выше скоростью и отсчетом по шкале прибора величины сопротивления в омах.

Измерения омического сопротивления грунта начинают в том случае, если переключатель пределов измерений находится в положении «делить на 1». Если при этом результат измерений будет меньше 100, то следует перейти на предел измерения «делить на 10». Если же и этот результат будет меньше 10, то надо пользоваться пределом «делить на 100».

В практике измерений наблюдаются случаи, когда наличие переменных блуждающих токов приводит к дрожанию стрелки прибора. Если это явление будет иметь место, следует несколько повысить или снизить число оборотов генератора. Среднее удельное сопротивление грунта подсчитывается по данным измерений по формуле:

$$\varrho = 2\pi\, l r \ \text{ом/м}, \tag{8.1}$$

где l — расстояние между электродами, *м*;
r — сопротивление, измеренное прибором, *ом*.

Сопоставляя данные подсчета по формуле с принятой в практике классификацией коррозийности грунтов в зависимости от их удельного сопротивления (табл. 8.1), определяют степень коррозийности исследуемого грунта.

Таблица 8.1

Классификация коррозийности грунтов в зависимости от их удельного сопротивления

Группа коррозийности	Удельное сопротивление грунта, *ом · м*	Классификация коррозийности грунтов
1	До 5	Весьма высокая
2	от 5 до 10	Высокая
3	от 10 до 20	Повышенная
4	от 20 до 100	Средняя
5	Выше 100	Низкая

При выборе защиты от коррозии необходимо ориентироваться на минимальную величину удельного сопротивления грунта. Так как удельное сопротивление грунта зависит от времени года, влияющего на влажность и температуру грунта, то для получения минимальной величины удельного сопротивления следует в полученные по формуле 8.1 значения вводить поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Таблица поправочных коэффициентов *K*

Климатический район	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средняя полоса СССР и Сибирь. .	0,69	0,63	0,57	0,69	0,74	0,89	1,00	0,89	0,97	0,86	0,74	0,77
Южные области СССР . . .	0,66	0,57	0,63	0,71	1,00	0,99	0,89	0,86	0,90	0,92	0,92	0,74

При введении поправки

$$\varrho_{\text{мин}} = \varrho_{\text{изм}} \cdot K. \tag{8.2}$$

Лабораторный метод определения коррозийности грунтов. Лабораторное исследование коррозийности грунтов производится по методу потери веса металла трубки на специальной лабораторной установке следующим образом. В стальную банку внутренним диаметром 80 *мм* и высотой 100 *мм* (рис. 8.3) вводится очищенная снаружи и изнутри до металлического блеска стальная трубка диаметром $^3/_4''$ и длиной 100 *мм*, взвешенная на лабораторных весах с точностью до 0,01 *г*.

Нижний конец трубки изолируют от дна резервуара резиновой пробкой, устанавливая последнюю так, чтобы выступ трубки над банкой составлял 10—12 *мм*. Трубка присоединяется к положительному источнику тока, а банка к отрицательному.

Исследуемый грунт до помещения его в банку просушивается в сушильном шкафу при температуре 105° С, а при наличии в грунте растительных включений при температуре 80° С, измельчается в ступке до прохождения через сито с отверстиями 0,5—1,0 *мм* и увлажняется пресной водой до видимого насыщения. Увлажнение подготовленного для исследования грунта можно производить как до закладки его в банку, так и в момент заполнения банки, но только не в период пропуска тока.

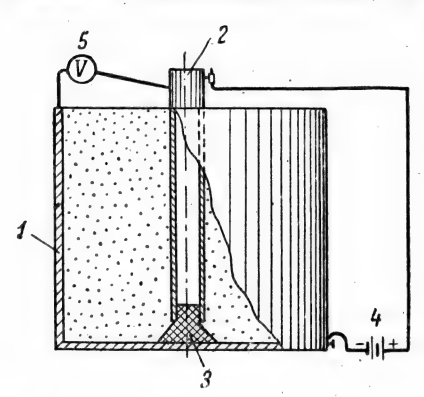


Рис. 8.3. Схема установки для исследования коррозийности грунтов:

1 — банка; *2* — трубка; *3* — резиновая пробка; *4* — источники постоянного тока; *5* — вольтметр.

Заполнение банки грунтом производится после установки трубки. При этом грунт должен плотно прилегать к поверхности трубки и банки и не доходить до верхней кромки последней на 5 ÷ 6 *мм*. Затем подключается источник тока напряжением 6 *в* и производится электролиз в течение 24 часов. В качестве источника тока обычно используются аккумуляторные батареи емкостью 40, 60 или 80 *а/час*. Максимальный расход тока на одно исследование составляет около 10 *а/час*. Через 24 часа трубка вынимается, очищается от продуктов коррозии с внешней и внутренней стороны, промывается в проточной воде, высушивается и взвешивается на тех же весах с точностью до 0,01 *г*. Сравнение данных о потере веса трубки с эталонными данными табл. 8.3, классифицирующей коррозийность грунтов в зависимости от потери веса трубки, позволяет судить о группе коррозийности исследуемого грунта.

Таблица 8.3

Классификация коррозийности грунтов в зависимости от потери веса трубки

Группа коррозийности	Потеря веса трубкой, *г*	Классификация коррозийности грунтов
1	Свыше 3	Высокая
2	От 2 до 3	Повышенная
3	» 1 » 2	Средняя
4	» 1	Низкая

Отбор грунта для исследования, так же как и расстояния между соседними пунктами измерения сопротивления при полевых методах, принимается не более чем через 100 *м*. При обнаружении коррозийно опасных участков шаг отбора грунта и полевых измерений сокращается до выявления границ опасной зоны. Точки замеров или отбора проб должны по возможности приближаться к оси трассы газопровода и во всяком случае не должны удаляться от нее более чем на 1/4 шага измерения или отбора проб.

Для каждого лабораторного исследования должно отбираться около 2 *кГ* грунта, причем 70% из этого количества следует отбирать с глубины намечаемого заложения газопровода и остальные 30% с характерных точек стенок шурфа по влажности, цвету и составу.

Отобранный грунт должен быть тщательно перемешан и помещен в стеклянные или металлические плотно закрывающиеся банки, имеющие отметки о местах отбора грунта.

После исследования коррозийности грунтов различными методами сопоставляются результаты этих исследований и принимаются для выбора типа изоляции данные того метода, который дает наибольшую коррозийность.

3. Типы противокоррозийной изоляции газопроводов

Все стальные газопроводы, укладываемые в грунт, должны быть покрыты противокоррозийной изоляцией, соответствующей степени коррозийности грунта. Основными требованиями, которые предъявляются к противокоррозийной изоляции газопроводов, являются следующие: водонепроницаемость, диэлектрическая прочность, хорошее прилипание к металлической оболочке трубы, стабильность и химическая стойкость в грунтах, отсутствие в составе веществ, корродирующих металл, механическая прочность и эластичность, обеспечивающие сохранность покрытия при транспорте трубопроводов, их укладке в траншею и засыпке грунтом, а также непрерывность (целостность) и однородность по всей поверхности трубы, находящейся в одинаковых коррозийных условиях. Кроме того применяемые покрытия и материалы для их изготовления должны быть недефицитны, дешевы, удобны в работе и легко подвергаться ремонту.

В настоящее время наибольшее распространение получили покрытия, изготавливаемые из битумных эмалей, состоящих из смесей нефтяных битумов с каолином или другими равноценными наполнителями. В качестве усиливающих оберток для таких покрытий наиболее качественными являются гидроизол и стеклоткань, а в качестве защищающих оберток — крафт-бумага.

В зависимости от степени коррозийности грунтов принимаются различные типы противокоррозийной изоляции: нормальная, усиленная и весьма усиленная (табл. 8.4).

Нормальный тип изоляции в городах применяется редко. Объясняется это тем, что в городских условиях трудно учесть при строительстве газопроводов возможности изменения коррозийной активности грунтов (многократная перекопка грунтов для укладки смежных подземных сооружений, появление различного рода коррозийных стоков, возникновение блуждающих токов при прокладке трамвайных путей и пр.). В некоторой мере это вызывается и трудностями изготовления безупречной изоляции нормального типа и тем, что она при перевозке трубопровода, его укладке и засыпке может быть повреждена легче, чем изоляции сложных типов.

По этим причинам на городских проездах и территориях предприятий и учреждений применяется изоляция усиленного типа, даже при низкой коррозийности грунтов.

Весьма усиленная изоляция применяется на участках газопроводов, прокладываемых в грунтах высокой коррозийности, при прокладке газопроводов вблизи трамвайных и железнодорожных путей, на пересечениях под ними и при прокладке труб через водные протоки и заболоченные места независимо от коррозийности грунта. Весьма усиленную изоляцию применяют также в случаях прокладки газопроводов на меньших расстояниях от подземных и ответственных надземных сооружений, чем это допускается действующими правилами.

Таблица 8. 4

Типы и составы противокоррозийной изоляции в зависимости от степени коррозийности грунтов

Коррозийность грунтов	Тип изоляции	Состав изоляции	Минимальная толщина изоляции, *мм*
Низкая	Нормальная	1. Грунтовка 2. Битумная эмаль (первый слой) 3. Битумная эмаль (второй слой) 4. Защищающая обертка	3,0
Средняя и повышенная	Усиленная	1. Грунтовка 2. Битумная эмаль (первый слой) 3. Битумная эмаль (второй слой) 4. Усиливающая обертка 5. Битумная эмаль (третий слой) 6. Битумная эмаль (четвертый слой) 7. Защищающая обертка	6,0
Высокая	Весьма усиленная	1. Грунтовка 2. Битумная эмаль (первый слой) 3. Битумная эмаль (второй слой) 4. Усиливающая обертка 5. Битумная эмаль (третий слой) 6. Битумная эмаль (четвертый слой) 7. Усиливающая обертка 8. Битумная эмаль (пятый слой) 9. Битумная эмаль (шестой слой) 10. Защищающая обертка	9,0

4. Материалы, применяемые для противокоррозийных покрытий

Битум нефтяной. Для приготовления битумной эмали применяется нефтяной битум марки БН-IV, ГОСТ 6617—56, изготавливаемый путем окисления тяжелых остатков беспарафинистых малосернистых нефтей. При отсутствии битума указанной марки допускается применение смесей битумов марок БН-III и БН-V, взятых в равных количествах по весу.

Битумы всех марок не должны содержать водорастворимых кислот и щелочей, а также влаги на месте их производства. Содержание водорастворимых соединений должно составлять не более 0,3% по весу.

Основные физико-химические характеристики указанных битумов приведены в табл. 8.5.

Удельный вес битумов укладывается в пределы $1{,}01 \div 1{,}07$, а коэффициент объемного расширения при температуре от 15 до 200° С $\beta = 0{,}0006 \div 0{,}00062$ (по другим данным коэффициент объемного расширения для битума марки БН-IV в пределах температур от 0 до 60° составляет 0,00056).

Теплопроводность битумов в пределах температур от 0° С до точки размягчения составляет 0,14 *ккал/м. час. град.*

Пробивное напряжение, замеренное на плоских электродах при толщине битумного слоя между ними 1 *мм*, укладывается в пределы 10—

Таблица 8.5

Характеристика нефтяных битумов

Физико-химические характеристики	Показатели по маркам		
	БН-III	БН-IV	БН-V
Температура размягчения по методу «кольцо и шар», не ниже (°С)	40	70	90
Глубина проникновения иглы при 25° С (пенетрация)	41—70	21—40	5—20
Растяжимость при 25°С не ниже (*см*) . . .	—	3	1
Растворимость в хлороформе или бензоле, не менее (%)	99	99	99
Температура вспышки, не ниже (°С) . . .	200	230	230
Потеря в весе при 160°С за 5 часов . . .	Не более 1% для всех марок		

35 тыс. *в*. Пробивное напряжение повышается с повышением твердости битума и снижается с ростом температуры.

Нефтяной битум обычно поставляется в крафт-бумажных мешках или деревянных бочках. Качество каждой партии битума до его использования должно проверяться по сертификатам, а при их отсутствии лабораторными испытаниями.

Испытание основных характеристик битумов производится следующим образом.

Температура размягчения по методу «кольцо и шар» (рис. 8.4). В латунное кольцо диаметром 15,7 *мм* и высотой 6,35 *мм* заливается битум, на который после охлаждения устанавливается стальной шарик диаметром 9,35 *мм*, весом 3,45 ÷ 3,55 *г*. Кольцо с битумом и шариком ставится на отверстие верхней площадки штатива, находящейся на расстоянии 25 *мм* от нижней площадки. Подготовленный таким образом штатив помещается в стакан с глицерином, который подогревается со скоростью 5° С в одну минуту. При нагреве битум размягчается и под действием веса шарика выдавливается из кольца, опускаясь на нижнюю площадку штатива. Показание термометра в этот момент считается температурой размягчения битума.

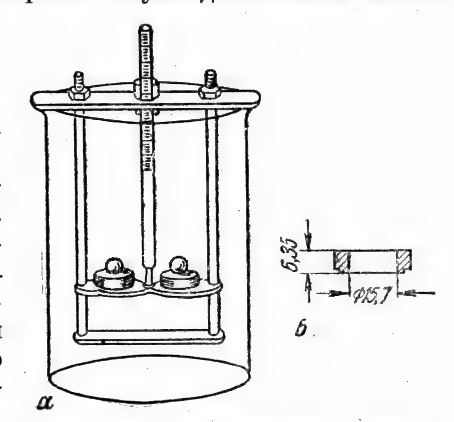


Рис. 8.4. Схема прибора «кольцо и шар»:

а — общий вид; *б* — кольцо для битума.

Проницаемость (пенетрация). Определение проницаемости производится на специальном приборе-пенетрометре (рис. 8.5) и заключается в замере проникновения стандартной иглы в нагретый до 25° С битум в течение 5 секунд при весовой нагрузке на иглу 100 *г*. До определения проницаемости чашку с залитым в нее битумом помещают в водяную ванну с температурой воды до 25° С и выдерживают в ней не менее одного часа. Высота воды над битумом должна быть не менее 25 *мм*. После выравнивания температур чашку с битумом помещают в кристаллизатор с водой той же температуры и устанавливают его на вращающийся диск (столик) пенетрометра. Иглу подводят к поверхности битума и устана-

вливают кремальеру. Ставят на нулевое деление стрелку шкалы, пускают секундомер и одновременно нажимают на кнопку, удерживающую груз с иглой. Через пять секунд кнопку опускают вниз, записывая в этот момент показания шкалы пенетрометра. Определения проводят не менее трех раз в различных точках, отстоящих не менее чем на 10 *мм* друг от друга и от краев чашки. Среднее из этих определений дает величину проницаемости, выражаемую в десятых долях *мм* (цена деления шкалы пенетрометра). Применяемая в пенетрометре игла имеет длину 50,8 ± 0,1 *мм* и диаметр 1,1 ± 0,01 *мм*. На конце игла сведена на конус, высота которого равна 6,35 *мм*, а угол от 8°40′ до 9°40′. Острие иглы затуплено на диаметр 0,15 ± 0,01 *мм*.

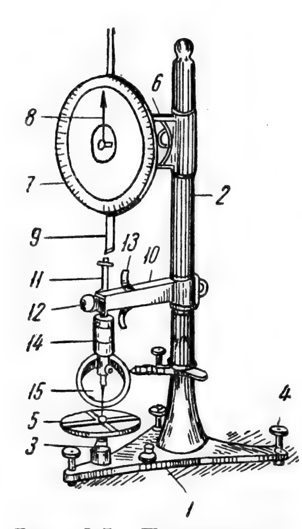


Рис. 8.5. Пенетрометр:

1 — основание; *2* — стойка; *3* — подставка; *4* — установочные винты; *5* — вращающийся столик (диск); *6* — плечо для закрепления указывающей шкалы; *7* — шкала пенетрометра; *8* — указывающая стрелка; *9* — кремальера для перемещения стрелки; *10* — плечо для установки стержня с иглой и грузом; *11* — стержень; *12* — кнопка, удерживающая стержень с иглой и грузом; *13* — выступы для удобства нажима на кнопку; *14* — груз весом 50 *г* (общий вес стержня, иглы и груза 100 ± 0,01 *г*); *15* — поворотное зеркало.

Температура вспышки. Определение температуры вспышки производится в приборе (рис. 8.6), состоящем из обогреваемого горелкой сосуда, заполненного песком, в котором установлен фарфоровый тигель с испытуемым битумом. Габариты тигля — высота 47 *мм*, диаметр 64 *мм*. Тигель устанавливается в сосуде так, чтобы уровень песка находился на высоте 12 *мм* от его верхнего края, а толщина песка под дном составляла 5—8 *мм*.

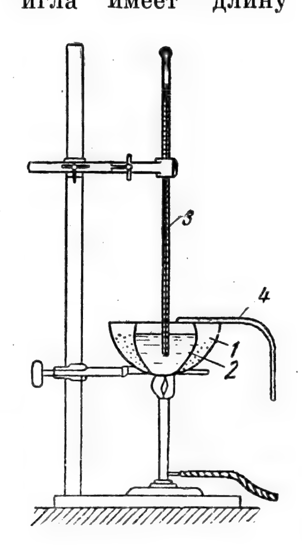


Рис. 8.6. Прибор для определения температур вспышки:

1 — сосуд, заполняемый песком; *2* — тигель для битума; *3* — термометр; *4* — зажигательное приспособление.

Битум заливается в тигель в таком количестве, чтобы его уровень был ниже краев на 18 *мм*. Нагрев сосуда производят на малом огне, при этом за 40° С до ожидаемой температуры вспышки скорость нагрева ограничивают до 4° С в одну минуту. За 10° С до ожидаемой температуры вспышки медленно проводят зажигательным приспособлением у края тигля на расстоянии 12 ÷ 14 *мм* от поверхности битума. За температуру вспышки принимают температуру, показываемую термометром при появлении синего пламени над частью или всей поверхностью тигля.

Растяжимость (дуктильность) определяется путем растягивания в приборе-дуктилометре образца битума в виде восьмерки при температуре 25° С. Дуктильность характеризуется величиной удлинения растягиваемого образца в момент разрыва вытягиваемой нити и измеряется в сантиметрах.

Температура излома или хрупкости, характеризующая наступление хрупкости при снижении температуры, определяется нанесением на пластинку слоя битума толщиной 0,5 *мм*. Подготовленный образец охлаждают

до —20° С, а затем медленно повышают температуру. Каждый раз, когда температура повышается на 1° С, на образце делают надрезы ножом. Последнее значение температуры, при котором образец битума при надрезе еще дает рваные края, определяет собой температуру излома или хрупкости битума.

Наполнитель. Для улучшения физических свойств изолирующих покрытий к битумам добавляют различные наполнители в виде минеральных порошков. Введение наполнителей в определенных количествах придает битумному покрытию большую твердость при сохранении достаточной эластичности, делает покрытие менее чувствительным к повышенным температурам, повышает сопротивляемость механическим воздействиям и несколько удлиняет срок службы. К числу применяемых наполнителей относятся: каолин, слюда, доломит, гранитовая пыль, молотый асбест, известняк и др.

Наибольшее распространение из указанных наполнителей получил каолин, характеристика которого приведена в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Характеристика каолина некоторых месторождений

Характеристика	Сорт			
	высший	первый	второй	третий
Каолин Еленинского месторождения, сухого обогащения ГОСТ 3314—46				
Тонкость помола — остаток в % (не более)				
на сите 900 *отв/см²*	—	0,02	0,04	0,08
» » 4900 »	—	0,70	1,50	2,00
» » 10000 »	—	0,90	2,0	2,5
Влажность в %, не более	—	1,0	1,0	1,0
Каолин обогащенный Просяновского, Глуховецкого и Положского месторождений, ГОСТ 6138—52				
Остаток на сите № 21	0,005	0,01	0,02	—
» » » № 0085	0,15	0,25	0,5	—
Влажность в %, не более	1,0	1,0	1,0	—

Битумные эмали (мастики). Битумные эмали для изоляционных покрытий приготовляются из битума марки БН-IV или смеси битумов марок БН-III и БН-V в соотношении по весу 1 : 1 и наполнителя (наиболее часто каолина, содержание которого составляет 15—20% по весу). Характеристика пригодных для покрытий битумных эмалей с разными видами наполнителей приведена в табл. 8.7.

При производстве работ в зимнее время обычная битумная изоляция вследствие низких температур теряет свои пластические свойства и становится хрупкой. Снижается также по причине быстрого остывания прочность сцепления покрытия с металлом трубопровода и сцепления усиливающей обертки с битумным покрытием. Вопрос о подборе состава изоляционных материалов для труб, укладываемых в зимний период, решается введением в состав изоляционных покрытий незначительных количеств пластификаторов в виде нефтяных масел (зеленого, осевого или лаколя) и соответствующим подбором наполнителей.

Физико-механические свойства изоляционных покрытий, состоящих из битума и разных пластификаторов и наполнителей, приведены в табл. 8.8.

Таблица 8.7

Характеристика битумных эмалей в зависимости от вида наполнителя и его содержания

Количество битума, %	Наполнитель	Содержание наполнителя, %	Температура размягчения по методу «кольцо и шар», град.	Растяжимость, *см*	Проницаемость	Стекаемость, *см* *
100		—	71,0	4,4	20,3	8,0
90	Асбест № 7	10	78,5	4,1	16,3	7,8
85	То же	15	79,2	2,8	13,5	4,3
80	» »	20	81,3	2,6	11,2	3,5
85	Известняк молотый . . .	15	75,1	3,8	17,3	5,8
80	То же	20	76,0	3,8	17,1	4,9
75	» »	25	76,5	3,8	16,9	4,6
85	Каолин глуховецкий . .	15	74,0	3,8	20,0	8,4
80	То же	20	74,5	3,1	18,3	7,6
75	» »	25	75,4	2,8	17,5	7,5
85	Пыль слюды	15	75,0	2,7	14,8	6,8
80	То же	20	77,7	2,2	13,0	4,7
75	» »	25	81,0	1,7	13,0	4,7

* Стекаемость определяется на листе латуни или оцинкованной стали с прямоугольными каналами, наклоненными под углом 45°. Для испытания изготавливают из битума или эмали кубики с размером грани 1,27 *см*, укладывают их в каналы и помещают в термостат с температурой 60° С на 6 часов. Длина потока (в *см*) дает величину стекаемости битума.

Таблица 8.8

Физико-механические свойства пластифицированных мастик с разными наполнителями (пластификаторы в количестве 5%; зеленое масло — I, осевое масло — II, лаколь — III)

Битум марки IV, %	Наполнитель		Температура размягчения			Растяжимость			Проницаемость		
	наименование	%	I	II	III	I	II	III	I	II	III
100	—	—	71	—	—	4,4	—	—	20,3	—	—
90	Асбест	5	61,0	66,2	66,0	6,6	5,5	6,4	39,0	27,3	29,0
85	»	10	63,0	67,0	66,2	6,0	5,1	5,6	37,3	26,5	25,5
80	Пыль слюды	15	59,0	67,1	67,0	6,7	4,3	4,0	42,0	25,4	27,1
75	» »	20	60,4	69,0	67,7	5,5	3,3	3,2	35,7	24,8	23,2
70	» »	25	64,4	72,0	68,5	4,1	2,5	3,1	26,1	24,5	23,1
80	Каолин	15	57,0	66,3	65,2	8,8	5,0	6,6	45,0	27,2	27,8
75	»	20	58,5	66,5	65,0	8,3	5,0	6,3	44,5	24,7	27,3
70	»	25	61,2	67,0	66,1	7,5	5,0	5,7	40,0	23,2	24,3
80	Глина серая	15	57,2	64,6	61,2	7,3	5,9	7,2	39,0	29,8	32,6
80	Цемент портландский	15	58,0	67,0	63,2	7,4	5,0	6,5	44,9	23,3	32,9
80	Известняк молотый	15	60,0	66,0	61,4	7,2	5,6	7,0	42,5	32,5	36,0

Из приведенных данных видно, что увеличение количества наполнителя приводит к повышению температуры размягчения. Уменьшение содержания наполнителя повышает как проницаемость, так и растяжимость. При одном и том же количестве наполнителя наибольшую температуру размягчения дает осевое масло и наименьшую — зеленое масло. Наполнителем, дающим наибольшую температуру размягчения при всех пластификаторах, является асбест, за ним следуют слюда и каолин.

Наибольшая проницаемость и растяжимость свойственны покрытиям, содержащим зеленое масло, и наполнителям из известняка, портландского цемента, серой глины и каолина.

В настоящее время распространение получили покрытия, составы которых приведены в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Составы битумной эмали

Физико-химические свойства	Битумная эмаль	Составные части			
		Нефтяной битум марки БН-IV (ГОСТ 6617—56)		Каолин или молотый известковый камень	Осевое масло для зимних условий
		для летних условий до + 5°C	для зимних условий ниже + 5°C		
Состав битумной эмали по весу, %	100	85,0	95,0—97,0	15,0	5—3 *

* Осевое масло в количестве 3% по весу добавляется при температуре наружного воздуха до —10°C и 5% при температуре ниже —10°C.

Усиливающие обертки. Защитным слоем изолирующего покрытия является битумная эмаль. Вязкость разогретой эмали приведенных составов позволяет наносить покрытие в один слой при ручном производстве работ толщиной около 1,5 *мм* и при двух слоях толщиной около 3 *мм*, т. е. обеспечивать покрытие только для грунтов с низкой коррозийностью.

Для увеличения толщины изолирующего покрытия в практике прибегают к применению усиливающей обертки, покрывающей второй слой битумной эмали, на которую в свою очередь наносятся два слоя покрытия. Лучшими усиливающими обертками являются оберточные материалы, изготовленные из минеральных материалов (гидроизола, бризола, стеклоткани и др.).

Использование оберточных материалов из материалов органического происхождения (мешковины, миткаля, марли и др.) не рекомендуется, так как они очень быстро подвергаются гниению, вследствие чего в слое изолирующего покрытия образуются пустоты, каналы и поры, через которые попадают грунтовые воды и кислород, корродирующие газопровод. При вынужденном применении этих материалов они должны подвергаться антисептированию в специально оборудованных ванных растворами шпалопропиточного или креозотового масел в бензине при температуре 15—20° С. Могут использоваться и другие надежные антисептики.

Характеристика гидроизола, выпускаемого по ГОСТ 7415-55, приведена в табл. 8.10. Бризол изготовляется из битума марки IV, дробле-

ной вулканизированной резины, асбеста и пластификатора. Характеристика бризола, выпускаемого в настоящее время, приведена в табл. 8.11.

Таблица 8.10

Характеристика гидроизола

Наименование показателей	Марка гидроизола	
	ГИ-1	ГИ-2
Температура размягчения пропиточной массы после экстрагирования по методу «кольцо и шар», °С	50—60	50—60
Отношение веса пропиточной массы к весу абсолютно сухой бумаги, не менее	0,6 : 1	0,55 : 1
Разрывной груз при растяжении полоски гидроизола шириной 50 *мм*, в *кГ*, не менее	30	30
Расслаиваемость гидроизола в водонасыщенном состоянии по площади расслоения, в *см*², не более	10	15
Гибкость при температуре 18 ∓ 2°С, определяемая числом двойных перегибов при изгибании образцов на 180° до появления сквозной трещины, не менее	10	10
Водонепроницаемость под давлением столба воды высотой 5 *см*, в сутках, не менее	30	20
Водонасыщение через 24 часа в % по весу, не более	10	13
Потеря прочности водонасыщенных образцов, в %, не более	25	32

Таблица 8.11

Характеристика бризола

Наименование показателей	Единица измерения	Величина показателей
Толщина ленты	*мм*	1,5—2,5
Ширина ленты	*мм*	425—1000
Длина в руллоне	*м*	~50
Сопротивление разрыву, не менее	*кГ/см*²	8
Относительное удлинение, не менее	%	75
Остаточное удлинение, не более	%	30
Водопоглощение за 24 часа, не более	%	1,0
Водопроницаемость за 24 часа	—	Отсутствует
Количество перегибов на 180° при 20° С до появления трещин, не менее	—	10
Количество перегибов на валике ⌀ 20 *мм* при температуре 10° С без излома и трещин, не менее	—	2
Температура размягчения по методу «кольцо и шар»	°С	140

Гидроизол поставляется в рулонах, имеющих ровные торцы. Накат гидроизола в рулонах должен быть плотным, а полотно в рулоне не слипшимся. Полотно гидроизола не должно иметь трещин, дыр, разрывов и складок. Поверхность гидроизола должна быть матовой и гладкой, без бугорков. В качестве пропиточной массы для гидроизола служит нефтяной битум.

Перед употреблением гидроизол хранится в сухом помещении в течение не менее 24 часов при температуре воздуха не ниже 0° С.

Стеклоткань имеет следующие основные характеристики: механическая прочность на разрыв полоски шириной 25 *мм*: по основе — 120 *кГ*,

по утку — 135 *кГ*; толщина стеклоткани — 0,26 *мм*; огнестойкость — до 650° С; удельное омическое сопротивление — $10^{11} \div 10^{12}$ *ом · см*.

Защищающая обертка применяется для защиты изолирующего покрытия от оплывания при воздействии солнечных лучей и от повреждений в процессе перевозки, укладки и засыпки газопроводов. Обычно в качестве защищающей обертки применяется крафт-бумага по ГОСТ 2228-51, поставляемая в рулонах шириной 100 — 130 *мм* (табл. 8.12). Крафт-бумага должна храниться в сухом закрытом помещении и в случае увлажнения просушиваться до ее накладки на битумное покрытие.

Таблица 8.12

Техническая характеристика крафт-бумаги

Наименование показателей	Норма	Допускаемые отклонения
Состав по волокну, % целлюлозы сульфатной небеленой	100,0	—
Вес 1 $м^2$, *Г*	80,0	±0,5
Абсолютное сопротивление продавливанию, $кГ/см^2$, не менее	2,9	—
Воздухопроницаемость (*мл/мин* на 10 $см^2$) при вакууме 100 *мм* вод. ст., не менее	250	—
Проклейка, *мм*	2,0	±0,25
Влажность, %	9,0	±0,5
Удельный вес	~0,74	—

Грунтовка. Для увеличения прилипаемости битумной изоляции к металлу на очищенную и высохшую поверхность газопровода (до накладки первого слоя покрытия) наносится грунтовка, заполняющая все неровности металла и способствующая прочному сцеплению битумной эмали с оболочкой газопровода.

Для приготовления грунтовки применяется битум марки БН-IV или смесь тех битумов, которые используются для приготовления битумной эмали, и автомобильный бензин ГОСТ 2084-51 в соотношении смешиваемых частей 1 : 2,5 по весу или 1 : 3 по объему. Удельный вес грунтовки должен составлять 0,8—0,82. В зимнее время для более быстрого высыхания грунтовки применяют вместо автомобильного бензина — авиационный.

5. Работы по изоляции газопроводов

Для надлежащего сцепления изолирующего покрытия с телом газопровода поверхность последнего до нанесения грунтовки должна быть тщательно очищена от ржавчины, грязи, окалины, пленок, жирных пятен и других загрязнений.

Газопроводы могут очищаться вручную, с помощью проволочных щеток, или с помощью механизмов различных конструкций. Как правило, работы по чистке труб необходимо производить механизированным способом, так как ручная чистка очень трудоемка и требует от рабочих большого физического напряжения. Кроме того, качество работ при ручной чистке всегда значительно ниже очистки механизмами.

При больших объемах работ (обычно более 25 *км* в год) чистку поверхностей городских газопроводов производят в специально сооружаемых мастерских с помощью трубоочистительных машин, снабженных набором шарошек и щеток, вращаемых двигателем с большой скоростью.

Трубы при этом испытывают поступательное, а иногда и вращательное движения.

При необходимости применения ручной очистки трубопроводов щетки соединяют между собой стальной гибкой полосой с эксцентриковым зажимом таким образом, чтобы они плотно охватывали всю окружность трубы. Такой щеткой, вращаемой рукояткой, при наличии 3 рабочих можно очистить за 8 часов от 200 до 250 *м* труб диаметром 200 *мм*.

Очистка трубопровода должна производиться до прекращения отделения красной пыли. После очистки вся поверхность трубы должна иметь ровный характерный металлический блеск. Образующуюся при очистке ржавую пыль удаляют с помощью мягких щеток, а затем поверхность трубопровода протирают сухими тряпками. Совершенно недопустимо применение мокрых концов или тряпок, так как это ведет к немедленной коррозии очищенной поверхности. Не следует применять также протирание поверхности труб после очистки тряпками и концами, смоченными в минеральных и иных маслах и керосине, так как это повлечет за собой снижение сил сцепления грунтовки и всего изолирующего покрытия с металлом трубопровода. Если такие тряпки или концы применялись, то поверхность трубопровода следует тщательно протереть мягкими щетками или концами, обильно смоченными в бензине. Если очищенный участок газопровода, не покрытый грунтовкой, был оставлен на ночь или смочен дождем, он подлежит повторной очистке.

В некоторых случаях очистку труб от ржавчины производят химическим способом. Тогда очищенные от загрязнений и промытые трубы опускают в ванну с 20%-ным раствором соляной кислоты, смешанной с 0,8% ингибитора ПБ, нагретой до температуры 35—40° С. Ванну изготовляют из кирпича на кислотоупорном кварцевом кремнефтористом цементе ГОСТ 5050-49 и оштукатуривают тем же цементом. Габариты ванны должны быть больше размера трубы по длине и ширине на 20 ÷ ÷ 25 *см*, а по высоте на 50 *см*.

После выдержки в ванне в течение 10 ÷ 20 мин. и убеждения в том, что вся поверхность трубы приобрела однообразный металлический блеск, трубу вынимают и направляют на пассивацию. Пассивация производится в ванне тех же размеров водным раствором 2%-ного едкого натрия и 1%-ного двухромового калия, нагретых до температуры 65 ÷ 70° С. С целью уменьшения расхода ингибированной кислоты при химической очистке труб больших размеров ванну заполняют неполностью, а трубе придают вращательное движение.

Грунтовку следует заготовлять централизованно и заблаговременно в специально приспособленных для этого помещениях. При таком изготовлении грунтовки обеспечивается лучший контроль соотношений компонентов в смеси, более высокое ее качество, и легче решаются вопросы техники безопасности при обращении с горючими веществами. При изготовлении грунтовки расплавленный, но не перегретый битум черпаками наливают в баки, где к нему после остывания до 50—60° С доливают бензин в установленном соотношении. Бензин выливают постепенно при интенсивном перемешивании раствора. Приготовленная грунтовка считается законченной, если после смешения в растворе не будет обнаружено комков или сгустков нерастворившегося битума. Приготовленный раствор процеживают через металлическую сетку с отверстиями не более 0,25 *мм* и сливают в чистые бочки или бидоны с завинчивающимися пробками. Наложение грунтовки должно производиться немедленно после очистки поверхности трубопровода. Накладку грунтовки на трубопровод

производят окраской его щетинными щетками или кистями, растиранием грунтовки, выливаемой на поверхность, квачами и полотенцами, кольцевыми распылителями с помощью сжатого воздуха и другими методами.

Грунтовка должна наноситься на поверхность газопровода ровным слоем толщиной 0,1—0,2 *мм* без пропусков и сгустков. Применяемые для нанесения грунтовки щетки, кисти, квачи и полотенца не должны иметь загрязнений и перед употреблением должны быть обильно смочены грунтовкой. После затвердевания грунтовки накладывается первый, а затем и последующие слои покрытия. Нанесение изолирующих покрытий производится по сухому, чистому и неповрежденному слою грунтовки. Если грунтовка повреждена и обнаружены ржавые пятна, то эти места до накладки первого изолирующего слоя должны быть очищены и вторично покрыты грунтовкой.

Совершенно недопустима также накладка изолирующих покрытий на влажную или загрязненную грунтовку или предыдущие изолирующие слои.

Для того чтобы битумная изоляция хорошо обтекала поверхность трубопровода, температура битумной эмали должна быть не ниже 160° С, а в котлах, где она готовится, — 180—200° С. При превышении верхнего предела температуры битум начинает коксоваться, что узнается по появлению над котлом зеленовато-желтого дымка. Перегретую битумную эмаль употреблять не следует, так как она становится настолько хрупкой, что дает трещины и отслаивается от трубопровода, в особенности при его перемещении и опускании в траншею. Битумную эмаль готовят в специальных котлах, в которые загружается предварительно измельченный на отдельные куски (весом не более 2—3 *кГ*) битум должной марки или смесь разных марок в определенном соотношении. Обычно битумный котел загружается до $^2/_3$ его емкости. При разогревании битум должен непрерывно перемешиваться во избежание перегрева нижних слоев. Засыпку наполнителя в котел производят после расплавления битума небольшими порциями при постоянном и тщательном перемешивании, не допускающем образования комков и оседания наполнителя на дно котла.

Внешними признаками готовности битумного покрытия являются: температура 180—200° С, отсутствие нерасплавившихся кусков битума, однородность расплавленной массы после загрузки наполнителя, отсутствие пены и пузырьков, наличие ровной и спокойной поверхности в котле. Образование пены и пузырьков в котле обусловливается наличием неполностью испарившейся влаги, попавшей в битум, наполнитель или котел. Влага должна быть полностью удалена, так как остатки ее в виде паров в расплавленной битумной эмали будут приводить к пористости в покрытии. Готовую битумную эмаль необходимо по возможности немедленно использовать, не оставляя ее в котле более 2—3 часов, так как длительное нахождение эмали при температуре около 200° С приводит к ее порче. При невозможности использования всей приготовленной эмали и необходимости переноса работ на следующий день температуру эмали в котле необходимо снизить до 140—150° С. Оставшаяся на ночь эмаль утром после подъема температуры должна быть полностью использована, и котел тщательно очищен.

Наложение покрытия на трубопровод производится в несколько приемов. Каждый последующий слой наносится после того как убедятся, что предыдущий слой затвердел. Накладка изолирующего покрытия вручную производится с помощью лейки с носиком в виде узкой щели

и полотенца. Передвижение и натяжение полотенца должно быть таким, чтобы покрытие в нижней части трубы не получилось слишком тонким, что бывает при очень сильном натяжении полотенца.

При свободном натяжении возможно образование на нижней части трубы либо слишком толстого покрытия, либо незаизолированных мест. При накладке грунтовки и покрытий вручную трубопровод должен находиться на лежках. Изоляция мест опирания трубопровода на лежки производится после окончания основной работы по нанесению данного слоя, после передвижки лежек.

Накладка усиливающих оберток (при усиленной и весьма усиленной изоляции) производится немедленно после наложения изолирующего покрытия, так как только при этом возможно надлежащее прилипание оберток к покрытию. Если покрытие остыло, необходимо перед оберткой наложить дополнительный горячий слой. Наложение усиливающих оберток производится по спирали с перекрытием предыдущего слоя на 2—3 *см*. Усиливающая обертка должна ложиться на трубопровод ровным слоем, без складок, морщин и мешков.

Накладка изолирующих покрытий вручную является трудоемкой операцией и не всегда обеспечивает высокое качество работ. Поэтому такой метод следует допускать только при небольших объемах работ, поручая их выполнение опытному персоналу, прошедшему специальную практическую подготовку. При больших объемах работ по изоляции газопроводов основное их количество (исключая стыки, исправление дефектных мест и пр.) необходимо выполнять в мастерских или на изоляционно-сварочных заводах.

В таких мастерских, защищенных от воздействия атмосферы и оборудованных механизмами, чистка труб, их грунтовка, изоляция и нанесение усиливающих и защищающих оберток могут быть выполнены более качественно и с меньшими затратами труда.

Выполнение изоляционных покрытий заводским способом обычно осуществляется за счет организации конвейерных линий с механизацией на поточном процессе всех видов работ по изоляции труб.

Приближенный расход материалов (грунтовки, битумной эмали, гидроизола, крафт-бумаги) для разных типов изоляции трубопроводов приведен в табл. 8.13.

6. Контроль противокоррозийной изоляции газопроводов

Проверка качества изоляции газопроводов должна производиться пооперационно во всех стадиях ее выполнения. Недопустимо производить проверку изоляции только после ее завершения, так как это не дает гарантии в ее надежности и долговечности (не контролируются слои, лежащие ниже верхнего слоя).

Правильно поставленный контроль должен не только выявлять дефекты в законченной изоляции, но и предупреждать возможность их возникновения. Обычно при проверке контролируются: квалификация лиц, производящих работы, качество применяемых материалов, тщательность очистки трубопровода, качество приготовленной грунтовки и изоляционного покрытия, а также процесс их приготовления и нанесения на трубопровод. Не меньшее внимание должно уделяться контролю наложения усиливающих и защищающих оберток, транспорту изолированных газопроводов, погрузочным и разгрузочным операциям, опусканию трубопроводов в траншеи и засыпке их грунтом.

Таблица 8. 13

Приближенный расход материалов на 1 *км* противокоррозийной изоляции труб

Диаметр труб D_y, *мм*	Грунтовка, *кГ*	Битумная эмаль при изоляции, *т*			Гидроизол при изоляции, *м*²		Крафт-бумага, *м*²
		нормальной	усиленной	весьма усиленной	усиленной	весьма усиленной	
40	23	0,7	1,5	2,3	200	400	200
50	32	0,9	1,9	2,9	260	520	260
70	45	1,2	2,5	3,8	330	660	330
80	52	1,4	3,0	4,6	400	800	400
100	64	1,7	3,6	5,5	500	1000	500
125	80	2,1	4,5	6,8	600	1200	600
150	96	2,5	5,3	8,0	710	1420	710
200	125	3,2	6,8	10,3	900	1800	900
250	160	3,9	8,2	12,5	1080	2160	1080
300	190	4,7	10,0	15,0	1300	2600	1300
350	220	5,5	11,5	17,4	1530	3060	1530
400	250	6,3	13,3	20,0	1700	3400	1700
450	275	7,0	15,0	22,5	1950	3900	1950
500	310	7,8	16,7	25,0	2150	4300	2150
600	360	9,4	20,0	30,0	2600	5200	2600
700	415	11,0	23,3	35,0	3000	6000	3000
800	470	12,5	26,0	40,0	3450	6900	3450
900	520	14,0	30,0	45,0	3900	7800	3900

Приведенный пооперационный контроль осуществляется персоналом строящей организации. В обязанность технического надзора эксплуатации в силу массовости и разбросанности объектов должен входить только эпизодический, но тщательный контроль всех материалов и процессов, применяемых при изоляции газопроводов.

Кроме того, в обязанности заказчика входит окончательная проверка качества изоляции, проводимая перед засыпкой газопровода.

Качество каждой партии материалов, используемых для изоляции газопроводов (битум, каолин, бензин, осевое масло, усиливающая обертка и пр.) необходимо проверять по сертификатам, а при отсутствии их — лабораторными испытаниями. Качество очистки проверяется тщательным осмотром поверхности газопровода. При внешнем осмотре грунтовки должно быть установлено, что она наложена ровным слоем, без пропусков, сгустков и подтеков, наиболее часто имеющих место на нижней образующей газопровода. Обнаруженные сгустки, подтеки и сосульки должны быть сняты, и места их появления промыты бензином до обнажения металлической поверхности трубопровода. После промывки поверхность протирается хлопчатобумажными тряпками или концами и заново покрывается слоем грунтовки. Толщина слоя грунтовки должна составлять 0,1—0,2 *мм*. Не является браком и более толстый слой, если он однороден, плотен и имеет достаточное сцепление с очищенной поверхностью трубы.

Все слои изоляции должны быть ровными, гладкими, блестящими и напоминать эмаль. Трещины на всех без исключения слоях покрытий не должны допускаться. Появление сетки мелких пересекающихся трещин свидетельствует в большинстве случаев о перегреве массы. Появление длинных продольных трещин объясняется использованием для покрытий

высокоплавких битумов и отсутствием или недостаточным количеством пластификаторов. Применять такие покрытия нельзя.

В некоторых случаях на отдельных слоях изолирующих покрытий обнаруживаются пузыри различных форм, размеров и группировок (рис. 8.7). Появление пузырей ухудшает качество изоляции и поэтому не должно допускаться. Наличие пузырей обусловливается недоброкачественностью приготовления покрытия и несоблюдением правил его наложения.

Пузыри разных размеров, расположенные отдельными группами (рис. 8.7 *а*), образуются при перегреве покрытия или нанесении его на загрязненный предыдущий слой. Мелкие равномерно разбросанные пузыри (рис. 8.7 *б*) свидетельствуют о наложении покрытия на невысохшую грунтовку или на влажную поверхность предыдущего слоя или грунтовки.

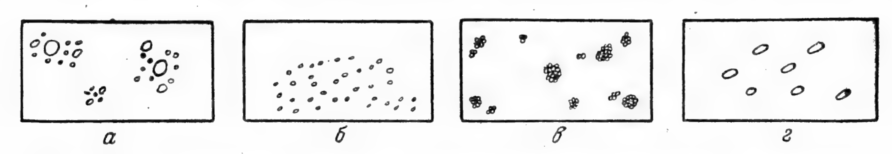


Рис. 8.7. Характер пузырей на поверхности изоляционных покрытий:

а — при перегреве покрытия; *б* — при наложении на невысохшую грунтовку; *в* — при наличии пены в разливаемом покрытии; *г* — при наложении изоляции в ветреную погоду.

Мелкие пузыри, расположенные в виде отдельных групп (рис. 8.7 *в*), чаще всего объясняются вспениванием массы при наливании ее из котла в ведра или лейки или встряхивании ее во время переноса от котла до трубопровода.

При изоляции трубопроводов на открытом воздухе при ветреной погоде могут образоваться пузыри различных размеров продолговатой формы (рис. 8.7 *г*). Предотвращение возникновения таких пузырей достигается защитой изолируемого газопровода от воздействия ветра.

Неравномерность толщин отдельных слоев и всего покрытия в целом объясняется неправильными приемами при работах по изоляции газопроводов (выливание на верхнюю часть трубы недостаточного количества покрытия, применение переохлажденной массы и пр.).

Все приведенные дефекты резко ухудшают качество изоляции и поэтому не должны допускаться. Окончательная проверка качества изоляции трубопроводов, осуществляемая техническим надзором эксплуатирующей организации, производится в следующем порядке.

1. Наружный осмотр изолированного газопровода с проверкой равномерности и гладкости нанесенного покрытия (отсутствие бугров и впадин) и тщательности наложения защищающей обертки. Последняя не должна иметь складок, разрывов, зазоров, морщин и мешков.

2. Проверка толщины слоя изолирующего покрытия не реже, чем через 200 *м* с точки зрения ее соответствия нормам, приведенным в табл. 8.4.

3. Проверка прилипаемости изоляции к трубе и слипаемости усиливающих и защищающих оберток с изолирующей массой. Проверка производится на участках, вызывающих наибольшие сомнения, путем подреза изоляции двумя сходящимися под углом 45—60° линиями и отдиранием изоляции от вершины угла. При этом изоляция от поверхности трубы и обертки от изолирующей массы отставать не должны.

4. Сплошная проверка качества изоляции газопровода с помощью электрического детектора (проверку детектором рекомендуется производить также в период выполнения работ, после нанесения двух первых слоев изоляционного покрытия).

При обнаружении в период окончательной проверки дефектов в изоляции (заниженная толщина, значительная неровность покрытия, плохая прилипаемость, наличие электрических пробоин) она должна быть забракована и исправлена.

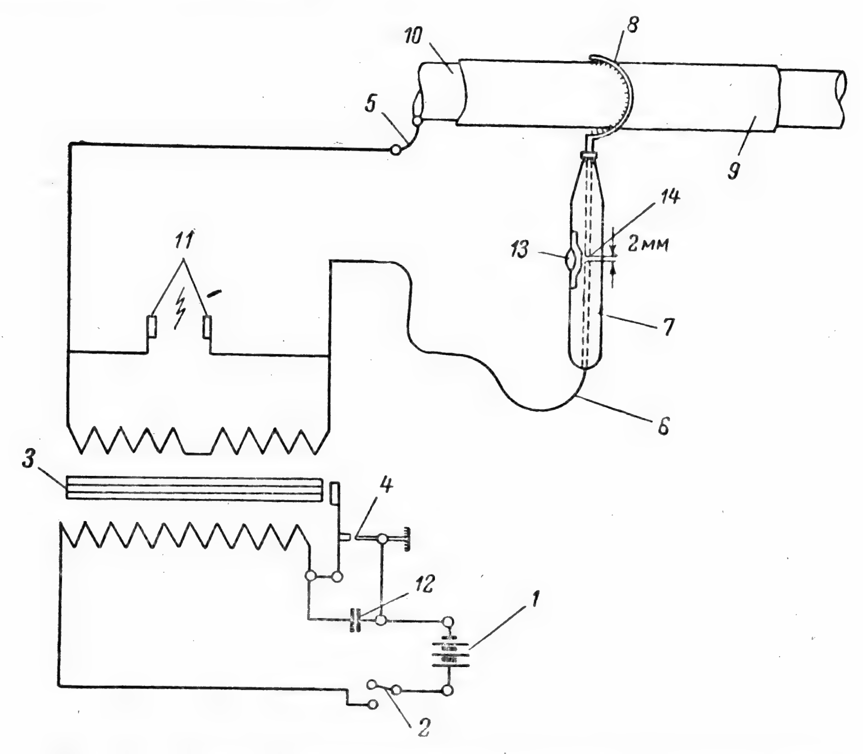


Рис. 8.8. Схема дефектоскопа (искрового детектора) завода «Ленгаз»:

1 — аккумулятор 3-МТ; *2* — выключатель; *3* — катушка ИВ-50; *4* — прерыватель; *5* — провод высокого напряжения; *6* — провод высокого напряжения рукоятки искателя; *7* — рукоятка искателя; *8* — дугообразный искатель с металлической щеткой; *9* — изоляция на газопроводе; *10* — газопровод; *11* — предохранительный зазор на вторичной обмотке 50 *мм*; *12* — конденсатор; *13* — неоновая лампочка; *14* — воздушный зазор 2 *мм*.

Существует много различных конструкций детекторов, но принципиальная схема их устройства и принципы использования одинаковы. Проверка качества изоляции детектором сводится к отысканию в изоляции дефектов в виде пор, трещин, недостаточной толщины с помощью тока высокого напряжения.

Один из видов детекторов (дефектоскоп), сконструированный «Ленгазом», приведен на рис. 8.8 и 8.9.

Этот дефектоскоп конструктивно оформлен в виде переносного прибора, смонтированного в деревянном ящике. Прибор состоит из высоковольтного индуктора (ИВ-50), аккумулятора напряжением 6 *в* (обычно мотоциклетного типа 3-МТ-7) и дугообразного искателя с рукояткой, в которую вмонтированы сигнальная неоновая лампочка и провод вы-

сокого напряжения от вторичной высоковольтной обмотки катушки. Размер прибора в плане 360 × 125 *мм*, вес — 7,8 *кг*.

В силу высокого напряжения, развиваемого во вторичной обмотке (20 000 + 40 000 *в*), прибором необходимо пользоваться с осторожностью, в резиновых перчатках, соблюдая указания прилагаемой к прибору инструкции.

Последовательность операций при работе с детектором следующая:

1) к одному из хорошо зачищенных торцов трубы прикрепляется провод высокого напряжения, причем должен быть обеспечен надежный электрический контакт;

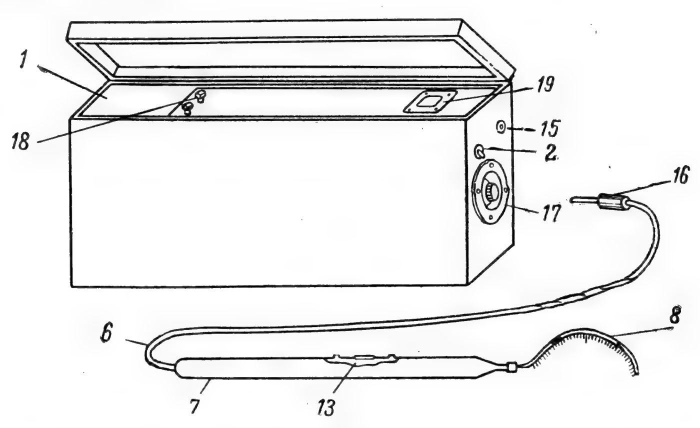


Рис. 8.9. Общий вид дефектоскопа завода «Ленгаз»:

1 — 14—то же, что на рис. 8.8; *15* — гнездо для включения штырька *16* искателя; *17* — регулировочный винт прерывателя; *18* — зажимы на панели прибора для присоединения аккумулятора; *19* — смотровое окно для наблюдения за искровым промежутком прерывателя.

2) к детектору присоединяют источник питания;

3) замыкают электрическую цепь детектора с помощью выключателя;

4) искатель детектора устанавливают на трубу и постепенно перемещают вдоль нее.

В местах с плохой изоляцией происходит искровой электрический пробой и в этот момент вспыхивает сигнальная неоновая лампочка, вмонтированная в рукоятку.

7. Новые материалы для изоляционных покрытий

В последнее время распространение получает битумно-резиновая изоляция, которая наносится на трубопроводы в виде мастики или в виде оберточного рулонного материала — бризола.

Битумно-резиновая мастика обладает несколько большей прочностью, эластичностью и долговечностью, по сравнению с битумной эмалью. Эта мастика в горячем состоянии имеет бо́льшую вязкость, чем битумная эмаль, что позволяет наносить ее на трубу за один раз более толстым слоем.

Рекомендуемые составы битумно-резиновых мастик приведены в табл. 8.14.

Битумно-резиновая мастика готовится так же, как и обычная битумная эмаль. Засыпка резинового порошка (крошки) производится после

Таблица 8.14

Наименование компонентов	I состав с минеральным наполнителем, % по весу	II состав высокой вязкости, % по весу
Битум марки IV	80,0	90,0
Наполнитель (молотый известняк или каолин)	15,0	—
Дробленая резина	5,0	10,0

доведения температуры расплавленного битума до 160—180° С с удалением влаги. Засыпку минерального наполнителя производят после расплавления резины.

Типы применяемой битумно-резиновой изоляции стальных труб приведены в табл. 8.15.

Таблица 8.15

Типы битумно-резиновой изоляции труб

№ слоев от поверхности металла	Типы изоляции		
	нормальная	усиленная	весьма усиленная
1	Грунтовка	Грунтовка	Грунтовка
2	Битумно-резиновая мастика	Битумно-резиновая мастика	Битумно-резиновая мастика
3	Крафт-бумага	Бризол	Бризол
4	—	—	Битумно-резиновая мастика
5	—	—	Бризол
Толщина (*в мм*) не менее	3	6	9

Нанесение битумно-резиновой изоляции нормального типа на трубы может производиться ручным или механизированным способом.

При ручном способе обливание трубы мастикой производят из лейки с широким носиком по аналогии с нанесением обычной битумной эмали. При применении первого состава покрытие наносят в два слоя, а при использовании второго высоковязкого состава — сразу в один слой толщиной 3 *мм*.

При механизированном способе с помощью изолировочной машины ИМ-1-Л наносится сразу один слой толщиной не менее 3 *мм*.

Нанесение покрытия усиленного типа при ручном способе производят двумя слоями общей толщиной 4—4,5 *мм* и оберткой по наружному горячему слою бризола толщиной 1,5—2 *мм*.

Обертка трубы производится спиральной лентой шириной 0,7—0,8 от диаметра с перекрытием предыдущего витка на 15—20 *мм*.

При механизированном способе (машиной ИМ-1-Л или другой) нанесение мастики производится в один слой, по которому производится покрытие бризолом.

При весьма усиленной изоляции на покрытие усиленного типа наносят дополнительный слой мастики толщиной 1,5 *мм*, покрываемый второй оберткой бризола.

При применении битумно-резиновой мастики в зимнее время в нее вводят пластификатор в количестве от 3 до 5% по весу (табл. 8.16).

Таблица 8.16

Составы битумно-резиновой изоляции для зимнего времени

Наименование компонентов	Первый состав, % по весу	Второй состав, % по весу
Битум марки IV	75,0	85,0
Пластификатор	5,0	5,0
Минеральный наполнитель	15,0	—
Дробленая резина	5,0	10,0

Грунтовку для зимнего времени готовят на авиабензине ГОСТ 1012—46 (отношение битума к бензину 1 : 2 по весу).

Кроме рассмотренных битумных и битумно-резиновых мастик в зарубежной практике получили распространение изолирующие покрытия, изготовляемые из каменноугольного пека и его смеси с асфальтом.

Эти покрытия, по имеющимся данным, менее склонны к водонасыщению, чем битумные, более стабильны и долговечны.

Достаточно широкое распространение получают также полиэтиленовые, полихлорвиниловые, винипластовые и другие изоляции, наносимые на трубопровод в виде оберточного материала или методом пламенного напыления порошкообразной массы.

При прокладке труб способом горизонтального проталкивания (под железнодорожные насыпи, магистральные шоссейные дороги и т. п.) получила применение армированная цементная изоляция, изготовляемая вручную или (что лучше) методом торкретирования.

Цементная изоляция в ряде случаев применяется и при прокладке подводных газопроводов.

В этом случае, кроме основного назначения, она выполняет роль грузов, придающих газопроводу отрицательную плавучесть.

8. Электрические методы защиты газопроводов от коррозии

Методы установления опасности электрокоррозии подземных газопроводов. Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии (СН 28—58) рекомендуют оценку опасности коррозии газопроводов блуждающими токами производить на основании определения:

1) наличия блуждающих токов в земле;

2) разности потенциалов между газопроводом и землей;

3) разности потенциалов между газопроводом и рельсами электрифицированного транспорта и другими смежными подземными сооружениями;

4) величины и направления тока в газопроводе;

5) поверхностной плотности тока, стекающего с газопровода в землю.

По указанным правилам выявление величины блуждающих токов в земле на проектируемый газопровод производится путем анализа измерений разности потенциалов между существующими подземными сооружениями и землей.

Если на них проявляется действие блуждающих токов, то оно будет проявляться и на газопроводе, проложенном в данном районе.

При измерениях используется вольтметр с внутренним сопротивлением не менее 10 000 *ом* на 1 *в* шкалы с пределами измерений 100—0—100 *мв*, 1—0—1 *в* и 10—0—10 *в*.

Контакт с землей осуществляется при помощи неполяризующихся электродов. Показания вольтметра отмечают через каждые 15—30 сек. в течение 10—15 мин. в каждой точке.

Если измеряемая разность потенциалов имеет неустойчивый характер, т. е. изменяется по величине и знаку или только по величине, то это указывает на наличие в земле блуждающих токов.

Если измеряемая разность имеет устойчивый характер, то это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения, либо блуждающих токов от линий передач постоянного тока по системе провод — земля, если таковые имеются в обследуемом районе.

Измерение разности потенциалов между газопроводом и землей производится контактным методом с применением высокоомного вольтметра (внутреннее сопротивление не менее 10 000 *ом* на 1 *в* шкалы) с пределами измерений 1—0—1, 10—0—10 и 10—0—20 *в*.

Для производства измерений используются выходящие на поверхность земли или находящиеся в колодцах устройства газовой сети (сборники конденсата, гидрозатворы, задвижки, оборудование ГРП и т. п.), а также специально устанавливаемые на газопроводах контрольные пункты (проводники).

Контакт с землей может осуществляться как при помощи переносных электродов, так и при помощи специальных заземлителей (рис. 8.10 и 8.11).

При разности потенциалов меньше 1 *в* следует использовать неполяризующийся электрод, а при большей разности потенциалов — стальной электрод. Заземляющий электрод должен располагаться над обследуемым сооружением и по возможности ближе к нему.

Показания вольтметра отмечают через равные промежутки времени (15—20 сек.), а при частом движении поездов через 5—10 сек.

За период измерений должно пройти не менее 3 электропоездов (трамваев) в разных направлениях.

Величина разности потенциалов между газопроводом и землей при использовании медносульфатного неполяризующегося электрода определяется из выражения

$$U_{г-з} = \pm U_{изм} + 0{,}32 \ в, \qquad (8.4)$$

где $U_{г-з}$ — разность потенциалов газопровод — земля, обусловленная блуждающими токами и действием окружающей среды;

$U_{изм}$ — показания вольтметра для данного измерения.

Измерение разности потенциалов между газопроводом и рельсами электрифицированного транспорта и другими смежными подземными сооружениями производится вольтметром с пределами измерений 10—0—10, 10—0—20 и 100—0—100 *в*.

Показания вольтметра отмечают в течение того же периода и через те же промежутки времени, как и при измерении разности потенциалов между газопроводом и землей.

Определение направления тока в газопроводе производится по методу падения напряжения с помощью милливольтметра с пределами измерений 1—0—1 и 10—0—10 *мв*.

Контакт измерительных проводников с газопроводом осуществляется при помощи стальных электродов. О направлении тока в газопроводе судят по отклонению стрелки прибора от нулевого положения, исходя из того, что стрелка отклоняется в сторону зажима, имеющего более высокий потенциал.

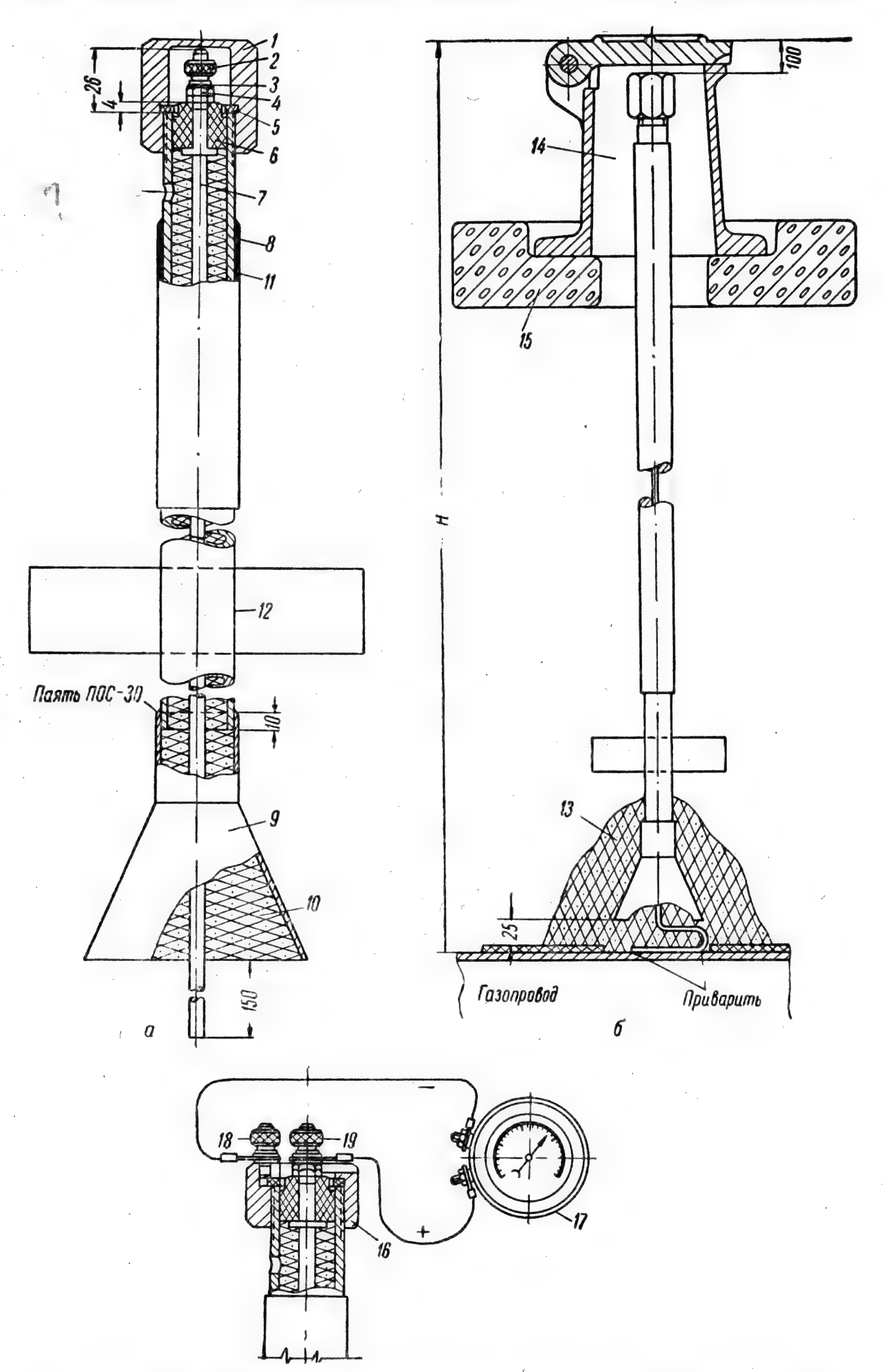


Рис. 8.10. Устройство специального контрольного проводника:

а — контрольный проводник; *б* — установка контрольного проводника.
1 — съемный колпачок; *2* — контактная гайка; *3* — шайба, *4* — гайка; *5* — резиновая прокладка; *6* — текстолитовая втулка; *7* — стальной проводник; *8* — стальной кожух; *9* — стальная воронка; *10* — битум марки БН-IV; *11* — усиленная изоляция; *12* — оголенная часть кожуха; *13* — битум марки БН-IV; *14* — ковер; *15* — бетонная подушка под ковер; *16* — клеммная головка, одеваемая вместо съемного колпачка при производстве замеров; *17* — высокоомный вольтметр; *18* — минусовый зажим; *19* — плюсовый зажим.

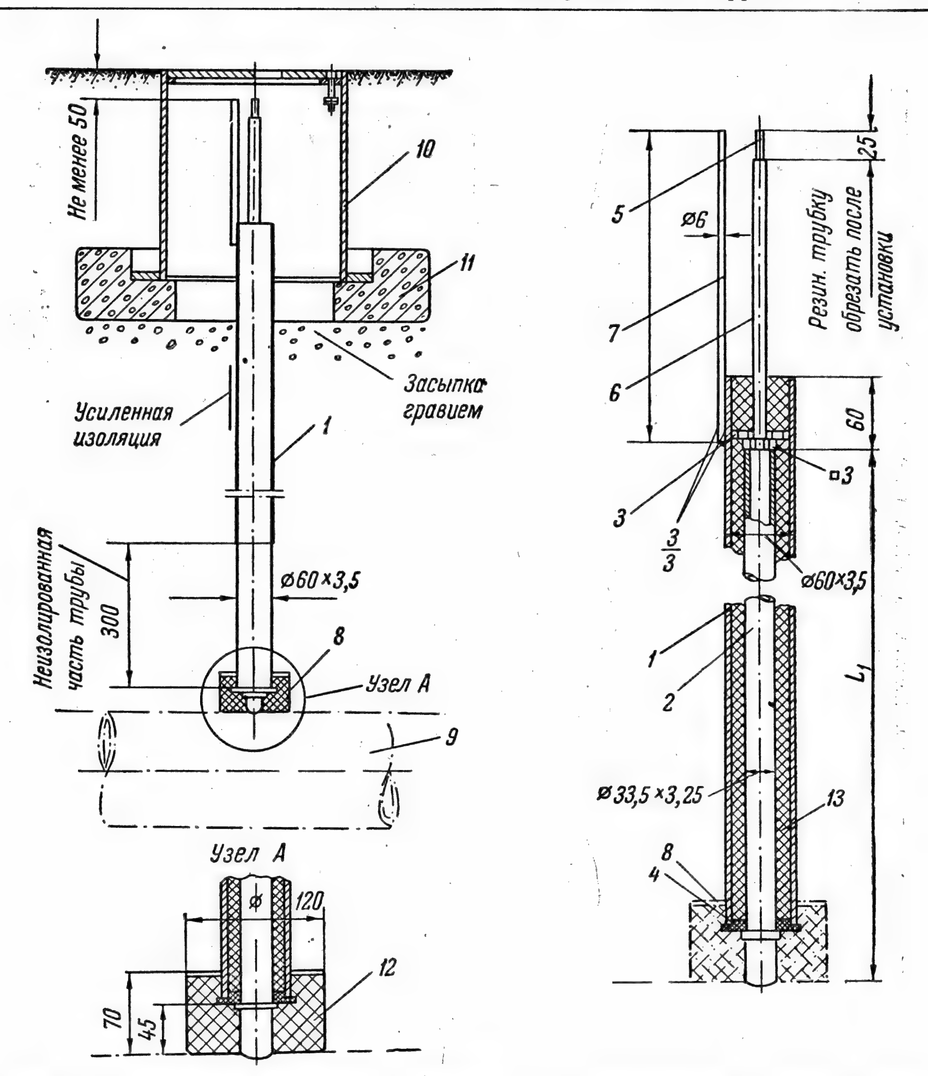


Рис. 8.11. Контрольный проводник (величина L в зависимости от глубины заложения газопровода):

1 — колонка из трубы 60 × 3,5; *2* — контактная трубка 33,5 × 3,25; *3* и *4* — шайбы из текстолита; *5* — контактный вывод; *6* — резиновая трубка; *7* — контактный стержень; *8* — опалубка для заливки битума; *9* — газопровод; *10* — ковер малый; *11* — подушка под ковер; *12* — битум М-IV.

Измерение величины тока, текущего по газопроводу, производится по методу падения напряжения или по методу компенсации. Измерение величины тока методом падения напряжения производится милливольтметром с пределами измерений 1—0—1 и 10—0—10 *мв*.

Среднее значение величины тока, протекающего по газопроводу, при измерении по этому методу определяется по формуле:

$$I_{ср} = \frac{\Delta U_{ср}}{Rl}, \qquad (8.4)$$

где $\Delta U_{ср}$ — среднее значение падения напряжения, измеряемого на участке, *в*;

R — омическое сопротивление 1 пог. *м* газопровода, *ом*;

l — расстояние между точками измерения, *м*.

Измерение величины тока по методу компенсации производится по схеме рис. 8.12.

Порядок проведения измерений по этому методу следующий:

а) по милливольтметру mV определяется направление тока;

б) ключом K подключают посторонний источник тока E;

в) реостатом R изменяют силу тока от источника E, пока милливольтметр не покажет нулевое отклонение.

Показание амперметра в этот момент равно величине тока, текущего по газопроводу.

Для измерения необходимо иметь милливольтметр с пределами измерений 1—0—1 и 10—0—10 *мв*, источник тока, амперметр и реостат на измеряемую величину тока.

Метод компенсации не может быть использован при частых изменениях направления и силы тока в газопроводе.

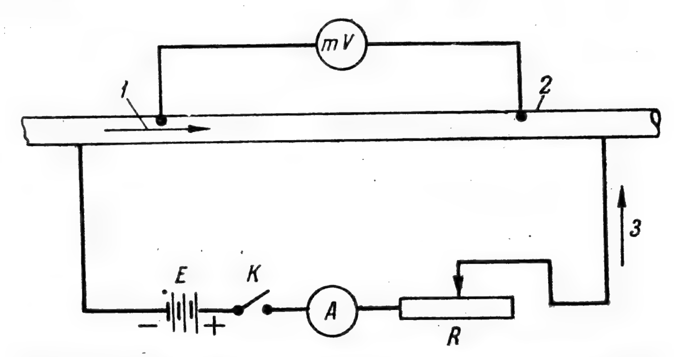


Рис. 8.12. Схема измерения по методу компенсации величины тока, текущего по газопроводу.

1 — направление блуждающего тока; *2* — газопровод; *3* — направление тока от батареи.

Определение средней плотности тока, стекающего с газопровода в землю, производится по измеренным значениям тока утечки с газопровода на определенной его длине.

В зависимости от направления и величины токов плотность тока утечки вычисляется следующим образом:

а) если токи в газопроводе текут в одном направлении, причем ток в точке A больше, чем в точке $Б$ (рис. 8.13*а*), то плотность тока утечки определяется по формуле:

$$i = \frac{(I_A - I_Б)\,K}{S} \text{ ма/дм}^2, \tag{8.5}$$

где S — площадь касания поверхности газопровода с землей на длине $AБ$, *дм*²;

K — коэффициент часовой нагрузки ближайшей к месту измерения тяговой подстанции, определяемый как отношение среднесуточной затраты энергии на тягу в час к затрате энергии на тягу в час, в течение которого производилось измерение;

I_A и $I_Б$ — токи, измеренные в точках A и $Б$;

б) если токи в газопроводе текут навстречу друг другу (рис. 8.13*б*), то

$$i = \frac{(I_A + I_Б)\,K}{S} \text{ ма/дм}^2; \tag{8.6}$$

в) если в точке A ток равен I_A, а в точке $Б$ — нулю (рис. 8.13*в*), то

$$i = \frac{I_A \cdot K}{S} \text{ ма/дм}^2. \qquad (8.7)$$

Обработка результатов измерений сводится к определению средних величин и построению диаграмм.

Средние величины потенциалов или токов определяются по результатам измерения за период времени, в течение которого они производились.

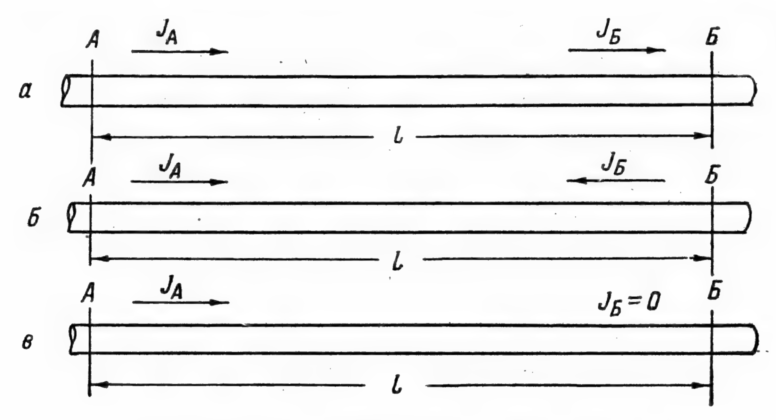


Рис. 8.13. К расчету плотности тока утечки.

Если все результаты измерений получены со знаком плюс и нулевые (или все со знаком минус и нулевые), то подсчет средней величины $N_{ср}$ производится по формуле:

$$N_{ср} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{i=S} N_i}{n}, \qquad (8.8)$$

где $\sum\limits_{i=1}^{i=S} N_i = N_1 + N_2 + \ldots N_n$ — сумма результатов со знаком плюс или, соответственно, минус;

n — число измерений.

Если результаты измерений имеют и положительные, и отрицательные знаки, то отдельно производится подсчет средних положительных и средних отрицательных величин путем деления суммы результатов измерений одного знака на общее число измерений, включающих плюсовые, минусовые и нулевые значения.

После обработки данных измерений разности потенциалов строят потенциальные диаграммы по средним значениям измеренных величин. Указанные величины откладываются в масштабе соответственно по схеме сети (по трассе) подземного металлического сооружения.

Порядок построения диаграммы следующий:

1. На схеме подземного металлического сооружения с указанными на ней пунктами измерения на прямых, перпендикулярных к трассе, откладывают в масштабе в зависимости от знака средние значения изме-

ренных величин разности потенциалов. Вверх откладываются положительные значения, вниз — отрицательные.

2. После нанесения всех средних значений измеренной величины разности потенциалов ординаты их соединяются между собой прямыми линиями.

Полученная таким образом потенциальная диаграмма изображает изменение разности потенциалов сооружение — земля вдоль подземного сооружения.

Электрические методы защиты газопроводов. Электрические методы защиты городских подземных газопроводов от коррозии применяются главным образом в районах действия блуждающих токов электротяговых установок и значительно реже при их отсутствии.

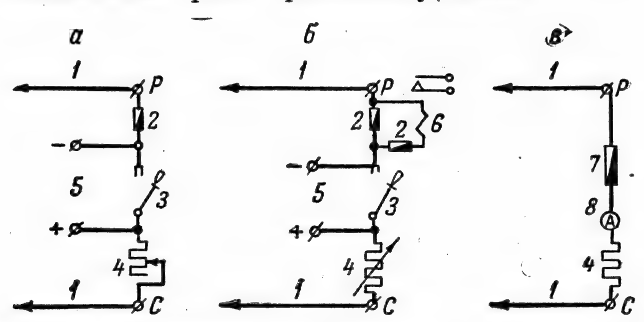


Рис. 8.14. Электрические схемы простых дренажей: *а* — дренаж с регулируемым сопротивлением и рубильником; *б* — дренаж с регулируемым сопротивлением и реле сигнализации; *в* — дренаж без регулируемого сопротивления с амперметром.

1 — дренажные кабели; *2* — плавкий предохранитель; *3* — однополюсный рубильник; *4* — реостат; *5* — зажимы для переносного амперметра; *6* — реле сигнализации; *7* — трубчатый плавкий предохранитель; *8* — амперметр (*P* — зажим для подключения дренажного кабеля к рельсам; *C* —то же для дренажного кабеля, присоединнемого к защищаемому сооружению).

К основным видам электрических методов защиты относятся: электрический дренаж, катодная и протекторная защиты.

Выбор того или другого метода защиты зависит от местных условий и определяется в результате рассмотренных выше электрических измерений на газопроводах и смежных токопроводящих сооружениях.

Электрический дренаж является наиболее распространенным способом защиты городских подземных газопроводов от коррозии, вызываемой блуждающими токами.

Под электрическим дренажом понимается отвод блуждающих токов из анодной зоны газопровода к источнику этих токов.

По действующим правилам для защиты газопроводов могут применяться три типа дренажа: прямой, поляризованный и усиленный.

Прямой электрический дренаж (рис. 8.14) обладает двусторонней проводимостью, т. е. беспрепятственно пропускает ток как с газопровода в рельсовую сеть, так и в обратном направлении. Поэтому он может применяться в тех случаях, когда исключена возможность стекания токов с рельсов (либо отрицательной шины подстанции) в защищаемый газопровод.

Прямой электрический дренаж присоединяется:

а) в сетях трамвая — к отсасывающему пункту или к отрицательной шине или к сборке отсасывающих линий тяговой подстанции;

б) в сетях электрических дорог — к отсасывающему пункту или к тяговому рельсу, на расстоянии не более 50 *м* от отсасывающего

пункта, или к средней точке путевого дросселя или к сборке отсасывающих линий тяговой подстанции.

Поляризованный электрический дренаж обладает односторонней проводимостью. Он применяется в тех случаях, когда потенциал газопровода по отношению к рельсам или шине и по отношению к земле положительный или знакопеременный, и когда разность потенциалов газопровод — рельсы больше разности потенциалов газопровод — земля.

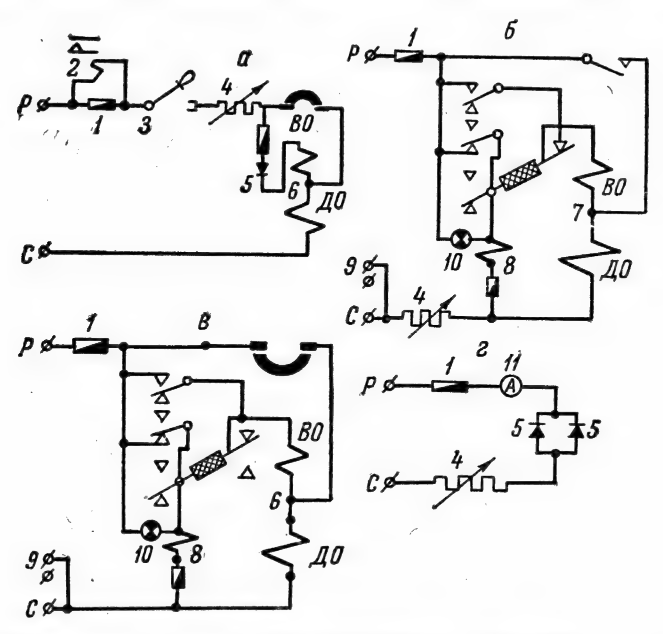


Рис. 8.15. Электрические схемы поляризованных дренажей: *а* — ПЭД-45; *б* — РПД-ЦНИИ-42; *в* — ПДЗ-НИИЖ-39; *г* — вентильный селеновый:

1 — плавкий предохранитель; *2* — реле сигнализации; *3* — рубильник; *4* — реостат; *5* — селеновый выпрямитель; *6* — электромагнит; *7* — электромагнитное реле; *8* — поляризованное реле; *9* — клеммы контрольных пунктов; *10* — балластная лампа; *11* — амперметр; *Р* — рельс; *С* — сооружения (*ВО* — включающая обмотка; *ДО* — дренажная обмотка).

Поляризованный электрический дренаж присоединяется:

а) в сетях трамвая — к отсасывающему пункту или рельсам, либо к отрицательной шине или сборке отсасывающих линий тяговой подстанции;

б) в сетях электрических железных дорог — непосредственно к тяговому рельсу при однониточных цепях СЦБ; к средней точке путевого дросселя, но не чаще, чем через два путевых дросселя; или к отсасывающему пункту; или к сборке отсасывающих линий тяговой подстанции.

Некоторые электрические схемы поляризованных дренажей приведены на рис. 8.15.

Усиленный электрический дренаж, в цепь которого для увеличения эффективности действия включен источник постоянного тока, применяется в случаях, когда газопровод имеет положительный или знакопеременный потенциал по отношению к земле, обусловленный действием нескольких источников блуждающих токов, либо когда это экономически выгоднее, чем увеличение сечения дренажного кабеля.

Некоторые электрические схемы усиленных дренажей приведены на рис. 8.16.

Присоединение электрических дренажных устройств к отрицательной шине или сборке отсасывающих линий тяговой подстанции трамвая допускается только в тех случаях, когда присоединение их к отсасывающим пунктам не обеспечивает защиты газопровода, либо удаленность отсасывающих пунктов исключает возможность прокладки к ним дренажных кабелей.

Электрический дренаж на газопроводах должен осуществляться при минимальном значении дренажного тока, обеспечивающего его защиту.

Применение электрического дренажа на линиях метрополитена не допускается.

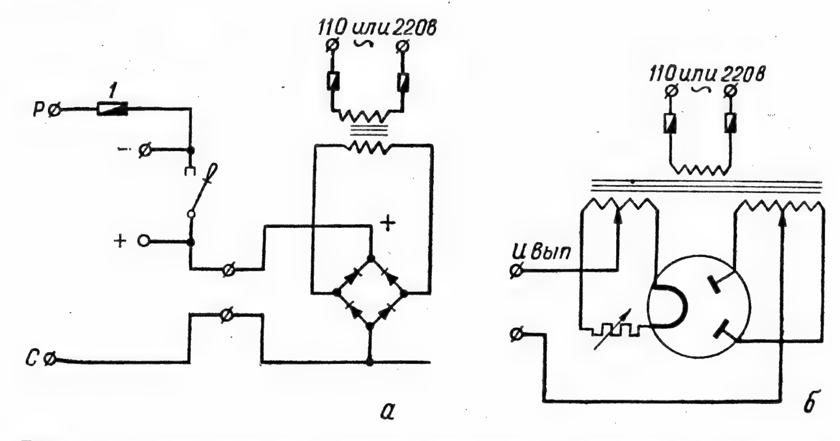


Рис. 8.16. Электрические схемы усиленных дренажей: *а* — дренаж с полупроводниковыми выпрямителями; *б* — дренаж с газотроном.

Дренажные установки обычно монтируются в металлических шкафах, устанавливаемых на наружных стенах зданий на высоте 1,0—1,5 *м* от поверхности земли до нижней части шкафа. Площади контактируемых частей дренажного кабеля и рельса, шины, трубы и т. п. должны быть достаточными, чтобы не допускать нагрева контактов. Обычно принимают, что площадь контактов в квадратных миллиметрах должна быть численно равна максимальной силе тока дренажа в амперах.

Сечения жил дренажного кабеля выбирают из расчета 1,5 среднего тока дренажа на каждый квадратный миллиметр сечения жил. Плавкий предохранитель цепи дренажа и амперметр выбирают на силу тока, в 1,5—2 раза превышающую максимальный ток дренажа. Реостат рассчитывается на средний ток дренажа, а рубильник на максимальный.

Эффективность действия дренажных установок должна проверяться электрическими измерениями не реже двух раз в год, а также после каждого существенного изменения режима работы источников блуждающих токов.

Катодная защита газопроводов от воздействия блуждающих токов или грунтовой коррозии осуществляется при помощи постоянного электрического тока внешнего источника. Отрицательный полюс источника тока присоединяется к защищаемому газопроводу, а положительный к специальному заземлению — аноду. При таком соединении (рис. 8.17) создается замкнутая цепь, по которой электрический ток от положи-

тельного полюса источника течет через анод и грунт к газопроводу и по нему к отрицательному полюсу источника тока. При этом происходит постепенное электрохимическое разрушение анода и защита от коррозии газопровода под влиянием катодной поляризации.

Для питания катодной установки могут использоваться в зависимости от местных условий и требуемой мощности следующие источники тока: сеть переменного тока через выпрямители, моторно-генераторные установки, а также аккумуляторные батареи. В городских условиях обычно наиболее удобно пользоваться переменным током через селеновые или другие выпрямители. Принципиальная схема такой катодной установки с конструктивным оформлением и габаритами щитка приведена на рис. 8.18.

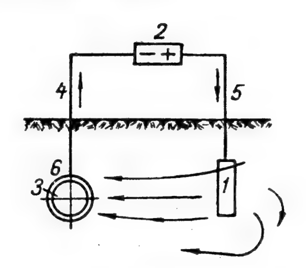


Рис. 8.17. Принципиальная схема катодной защиты внешним током:

1 — заземление (анод); 2 — источник электрического тока; 3 — защищаемый газопровод; 4 и 5 — изолированные дренажные кабели; 6 — точка дренажа (место присоединения к газопроводу дренажного кабеля).

Мощность установки катодной защиты и длина защищаемого участка газопровода зависят от величины максимально допускаемого потенциала в точке присоединения к газопроводу отрицательного полюса источника тока, величины минимального потенциала в конце газопровода, диэлектрических качеств изоляции, сопротивления растекания анодного заземлителя, омического сопротивления грунта и наличия вблизи газопровода смежных токопроводящих сооружений.

По действующим правилам катодная защита газопроводов должна быть осуществлена с таким расчетом, чтобы создаваемые на них защитные потенциалы по отношению к медносульфатному электроду были не

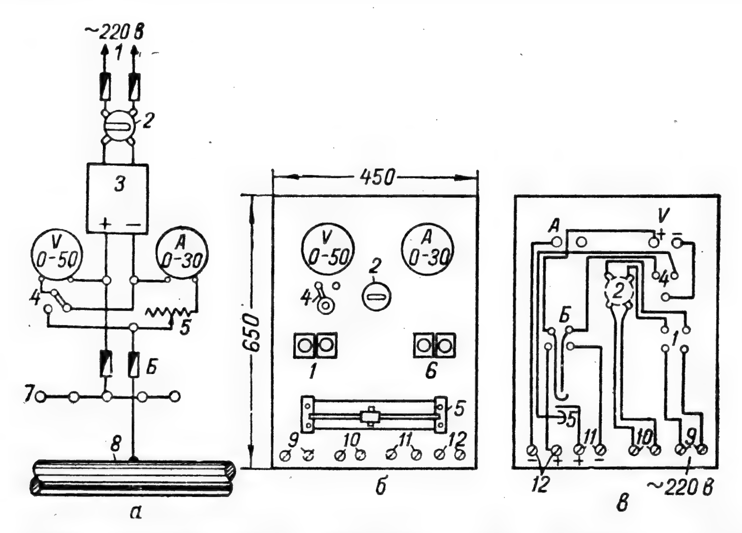


Рис. 8.18. Схемы катодной защиты с питанием от сети переменного тока через селеновый выпрямитель: *а* — схема подключения выпрямителя; *б* — общий вид щитка; *в* — монтажная схема щитка.

1 — предохранители в цепи переменного тока; 2 — выключатель переменного тока; 3 — выпрямитель; 4 — двухполюсный выключатель для измерения напряжения выпрямленного тока и падения напряжения в цепи «анодное заземление — трубопровод»; 5 — реостат для регулирования постоянного тока; 6 — предохранители в цепи постоянного тока; 7 — анодное заземление; 8 — защищаемый газопровод; 9, 10, 11 и 12 — клеммы для подключения кабелей переменного и постоянного тока.

менее 0,87 и не более 1,22 *в*. Как исключение при частично разрушенной изоляции на газопроводе максимально допустимый защитный потенциал может быть повышен до 1,52 *в*.

В городских условиях катодную защиту применяют:

1) при наличии одиночных газопроводов, находящихся в агрессивных грунтах и подвергающихся интенсивной грунтовой коррозии;

2) при коррозии газопровода блуждающими токами и невозможности по местным условиям использовать электрический дренаж;

3) при комплексной защите с помощью одной установки ряда смежных подземных сооружений.

Применяя катодную защиту, необходимо иметь в виду, что она является источником блуждающих токов, которые могут вредно воздействовать на смежные токопроводящие сооружения. Для устранения этого следует устраивать совместную защиту подземных сооружений, проходящих по данной трассе или находящихся в районе действия катодной установки. Если такое решение в данных конкретных условиях неосуществимо, а газопровод для предотвращения больших бедствий необходимо защитить, следует снижать до возможного минимума потенциал «газопровод — грунт» в точке дренирования тока.

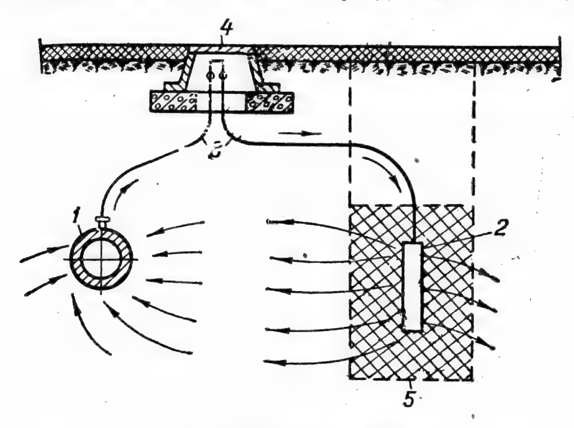


Рис. 8.19. Принципиальная схема протекторной защиты:

1 — газопровод; *2* — протектор; *3* — изолированный провод; *4* — контрольный пункт; *5* — заполнитель.

В качестве заземлителей могут использоваться куски рельс, труб диаметром 100 ÷ 150 *мм* длиной 1,5 ÷ 3 *м* и брошенные стальные коммуникации.

В качестве соединительных проводов должны применяться изолированные кабели типа марки СБ с поперечным сечением от 25 до 70 *мм*^{2}, в зависимости от нагрузки.

Так как на выбор катодной установки в городских условиях влияет значительное количество факторов, трудно поддающихся учету, то для выбора ее параметров необходимо провести исследования с помощью опытной установки.

При опытах должны быть установлены: необходимая мощность источника питания катодной установки, протяженность защищаемого участка, характер распределения потенциалов «газопровод — грунт», коэффициент полезного действия и коэффициент затухания токов и потенциалов защищаемого газопровода.

После монтажа катодной установки, ее наладки и включения в работу необходимо измерить потенциалы всех близлежащих подземных сооружений и устранить вредное влияние на них растекающих токов (совместной защитой или снижением защитных потенциалов).

Протекторная защита по принципу действия является разновидностью катодной защиты и отличается от нее методом получения защитного электрического тока. Протектор представляет собой анод, находящийся

в цепи защиты, изготовленный из металлов с более электроотрицательным потенциалом, чем металл защищаемого газопровода. Электрический ток при протекторной защите образуется так же, как в обычном гальваническом элементе, с той разницей, что в качестве электролита используется грунтовая среда (рис. 8.19).

Материалами для изготовления протекторов могут быть только такие, которые не дают в процессе работы продуктов коррозии: цинк, магний, алюминий и их сплавы.

От выбранного материала зависит к. п. д. протектора

$$\eta = \frac{G_n}{G_0} \cdot 100\%,$$

где G_n — вес металла протектора, израсходованный на поддержание защитного тока;

G_0 — суммарный вес протектора.

Приближенные средние значения к. п. д. протекторов из некоторых металлов приведены в табл. 8.17.

Таблица 8.17

Среднее значение к. п. д. некоторых протекторов

Состав металла протектора	К. п. д., %
Магний технический	13
Магниевый сплав МЛ-4 ($Mg + 6\% Al + 3\% Zn$)	48
Сплав алюминия ($Al + 5\% Zn$)	49
Цинк	63

Средний срок службы протекторов из разных металлов колеблется от 8 до 10 лет при весе протекторов от 5 до 7 *кГ*.

Протекторная защита большого распространения для защиты городских газопроводов пока не получила.

9. Организация защиты городских подземных сооружений от коррозии

Практика показывает, что в тех случаях, когда защите подземных сооружений от коррозии уделяется должное внимание, они работают надежно и бесперебойно и, наоборот, при недостаточном внимании к этому вопросу срок службы таких сооружений сокращается, а аварии увеличиваются. Из всех видов подземных сооружений коррозия наиболее опасна для газопроводов, так как ее последствия не ограничиваются только материальным ущербом, но часто за счет утечек газа приводят к прямой опасности для наземных сооружений (жилых, общественных и промышленных зданий) и здоровья и жизни людей.

Защита газопроводов и других подземных сооружений должна обеспечиваться всем комплексом возможных мероприятий, включающим как меры, применяемые при строительстве и эксплуатации тяговых сетей постоянного тока, так и меры, осуществляемые при строительстве и эксплуатации газопроводов и других подземных сооружений.

Так как наибольшую опасность в городах представляет коррозия блуждающими токами электрифицированных тяговых установок, то первоочередным мероприятием защиты от коррозии должно являться ог-

раничение до минимума величины токов утечки из рельсовых сетей трамвая и других электрифицированных дорог.

При решении этой задачи важнейшее значение имеет как внедрение конструкций оснований путей с высокими изоляционными качествами и конструкций стыковых, междурельсовых и обходных соединителей, обеспечивающих высокую проводимость рельсовых цепей, так и эксплуатационное регулирование потенциалов отсасывающих пунктов для ограничения величины токов утечки из рельсов в грунт.

Снижение величин токов утечки возможно только при систематической наладке и контроле состояния рельсовых сетей, организуемом с помощью электрических измерений.

Основными видами таких измерений на рельсовых сетях являются измерение сопротивления стыков, измерение разности потенциалов между рельсами и грунтом, а также между различными точками рельсовой сети, измерение потенциалов отрицательных шин относительно грунта, проверка состояния контактов между рельсами и отсасывающими кабелями и состояния изоляции на последних.

Опыт показывает, что правильная организация таких измерений позволяет не только принимать оперативные меры по снижению токов утечки, но при соответствующей информации и меры по защите от воздействия блуждающих токов подземных сооружений других хозяйств. Так как проведение профилактических мероприятий по защите на рельсовых сетях не всегда может исключить воздействие токов утечки на подземные сооружения, то и для них должны приниматься меры по защите не только от грунтовой коррозии, но и от возможной коррозии блуждающими токами.

Основным видом защиты от коррозии подземных газопроводов является разобщение их металлической оболочки от контактов с грунтом, осуществляемое рассмотренными выше методами.

Учитывая, однако, что идеальное разобщение практически не всегда осуществимо при проектировании и строительстве газопроводов, должны быть приняты меры, позволяющие без чрезмерно больших затрат осуществить в период эксплуатации электрическую защиту газопроводов от коррозии, если влияние блуждающих токов или агрессивных свойств грунта не может быть локализовано другими методами (мероприятиями на рельсовых сетях и исправлением изоляции на газопроводах).

Так как распределение токов в подземных сооружениях зависит от свойств рельсовых сетей и всех видов подземных токопроводящих сооружений в целом, то полная защита газопроводов может быть осуществлена только после укладки газопровода в грунт, присоединения его к существующей городской сети и укладки всех ответвлений. Это приводит к необходимости защиту газопроводов от коррозии выполнять в две стадии.

Первая стадия защиты решается при составлении проекта и осуществляется в период прокладки газопровода на основании проведенных исследований коррозийности грунта по трассе. На этой стадии устанавливается направление трассы газопровода с учетом местных коррозийных условий, расположения рельсовых сетей и отсасывающих фидеров. Выбирается тип защитной изоляции, места установки контрольных проводников для производства электрических измерений и при необходимости и наличии данных условно намечаются тип и места расположения установок электрической защиты.

Вторая стадия защиты осуществляется после прокладки газопровода и его присоединения к действующим сетям, т. е. по существу после ввода его в эксплуатацию.

Выбор типа электрической защиты и мест расположения установок производится после выявления коррозийно опасных зон при помощи электроизмерений, определения эффективности разных типов защиты для данного сооружения и установления влияния выбранного типа защиты на другие смежные токопроводящие сооружения.

С целью систематического наблюдения за коррозийным состоянием газопроводов и принятия необходимых мер по их защите в городских газовых хозяйствах создаются специальные службы.

В задачи служб защиты газопроводов входит:

1) проверка проектов городских газопроводов с точки зрения принятых методов защиты от коррозии;

2) проверка качества изоляции на газопроводах и контрольных проводников;

3) производство электрических измерений на газопроводах для выявления коррозийно опасных зон;

4) определение коррозийной способности грунтов по трассам газопроводов;

5) проверка состояния изоляции на газопроводах;

6) разработка мероприятий по защите газопроводов от коррозии;

7) технический надзор, монтаж и ввод в эксплуатацию защитных устройств;

8) обслуживание, ремонт и регулировка защитных электрических устройств и контрольных проводников;

9) увязки режимов работы защитных электрических устройств на газопроводах с режимами работы защитных устройств других сооружений;

10) связь с аналогичными службами трамвая, метрополитена и электрифицированных дорог и предъявление им требований по снижению токов утечки в грунт;

11) участие в работе междуведомственных антикоррозийных комиссий.

Глава девятая

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРУЮЩИЕ ДАВЛЕНИЕ УСТАНОВКИ

1. Общие сведения

Регулятором давления называется устройство или совокупность устройств, служащих для автоматического поддержания давления газа на заданном уровне.

В зависимости от принципа действия, назначения, величин начального и конечного давлений * и пропускной способности регуляторы давления отличаются конструктивным исполнением и размерами.

По принципу действия регуляторы давления разделяются на регуляторы прямого действия, в которых дроссельный орган перемещается перестановочной силой, возникающей в результате изменения конечного давления газа, и регуляторы непрямого действия, у которых изменение конечного давления приводит в действие лишь вспомогательный механизм для включения источника энергии, с помощью которой осуществляется перемещение дроссельного органа.

Оба вида регуляторов давления состоят из трех основных взаимосвязанных элементов: чувствительного, управляющего и дроссельного.

Чувствительный элемент воспринимает изменение регулируемого давления газа и воздействует на управляющий элемент. Последний в зависимости от типа регуляторов либо непосредственно перемещает дроссельный орган, либо управляет подачей энергии для его перемещения.

Все регуляторы давления независимо от принципа действия должны обеспечивать высокую устойчивость регулирования, под которой понимается такая работа регулятора, при которой конечное давление совершает затухающие или гармонические незатухающие колебания с постоянной амплитудой малой величины. Если колебания конечного давления протекают с возрастанием амплитуды, то процесс регулирования является неустойчивым.

Кроме устойчивости, регуляторы давления должны обладать определенной степенью неравномерности регулирования, под которой понимается отношение разности между максимальным и минимальным значениями конечного давления к среднему.

Неравномерность регулирования зависит от типа и конструктивных особенностей регуляторов давления и определяет их статическую характеристику.

---

* Под начальным давлением понимается давление газа перед дроссельным органом регулятора, а под конечным, или регулируемым, давлением — давление газа после дроссельного органа (клапана или заслонки регулятора).

Наибольшее распространение в городском газовом хозяйстве получили благодаря простоте изготовления и эксплуатации регуляторы давления прямого действия, хотя они по чувствительности и уступают регуляторам непрямого действия.

2. Регуляторы давления прямого действия

Принципы устройства. Регуляторы давления прямого действия разделяются: в зависимости от типа чувствительного элемента — на мембранные и сильфонные, в зависимости от управляющего элемента — на грузовые, пружинные и пневматические, в зависимости от вида дроссельного органа — на регуляторы с односедельными и двухседельными клапанами и в зависимости от давления — на регуляторы низкого, среднего или высокого конечного давлений.

На рис. 9.1 приведена принципиальная схема регулятора давления прямого действия, работающего при низком конечном давлении. Регулятор представляет собой дроссельное устройство, приводимое в движение мембраной, находящейся под воздействием конечного давления газа.

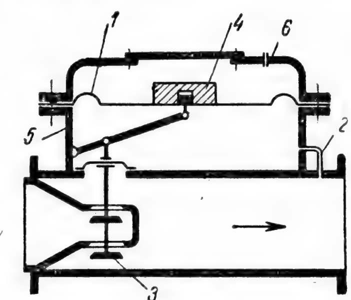


Рис. 9.1. Принципиальная схема регулятора давления прямого действия с грузовой или пружинной нагрузкой:

1 — эластичная мембрана; *2* — импульсная трубка; *3* — клапан; *4* — груз или пружина; *5* — корпус; *6* — демпфирующее отверстие.

Основными элементами регулятора являются: чувствительный элемент в виде мембраны *1*, на которую через трубку *2* воздействует импульс конечного давления; дроссельное устройство в виде односедельного или двухседельного клапана *3*, кинематически связанного с мембраной; управляющий элемент в виде пружины или груза *4*, служащий для уравновешивания конечного давления газа на мембрану; корпус *5*, в котором размещаются указанные элементы, а также демпфирующее отверстие *6*, обеспечивающее плавное движение мембраны.

Принцип действия регуляторов этого типа заключается в том, что всякое изменение конечного давления, возникающее за счет непостоянства отбора газа, вызывает перемещение мембраны, а вместе с ней и изменение проходного сечения дроссельного устройства, что приводит к увеличению или уменьшению количества газа, протекающего через регулятор. За счет этого и обеспечивается постоянство давления на заданном грузом или пружиной уровне независимо от изменения расхода газа.

Принципиальная схема другого распространенного типа регуляторов давления прямого действия * приведена на рис. 9.2.

В этом типе регуляторов уравновешивание усилия от действия газа на мембрану осуществляется давлением газа, величина которого устанавливается вспомогательным устройством, называемым командным прибором, или вспомогательным регулятором.

---

* По принципу действия регуляторы давления этого типа могут быть отнесены как к регуляторам прямого действия, не использующим постороннего источника энергии для перемещения клапана, так и к регуляторам непрямого действия, поскольку усилие для перемещения клапана осуществляется не за счет изменения регулируемого давления газа, а за счет давления, подаваемого из вспомогательного устройства.

Полость *1* под мембраной основного регулятора соединена через калиброванные отверстия *2* с газопроводом начального давления, а полость *3* над этой мембраной соединена трубкой *4* с командным прибором.

При увеличении расхода конечное давление газа снижается. Это приводит к тому, что мембрана командного прибора *10*, нагруженная пружиной *11* на определенное давление, получив сниженный импульс через трубку *5*, перемещается вниз.

Связанный с ней золотник *6* также переместится, уменьшит проход газа начального давления из трубки *9* в надмембранную полость *3* основ-

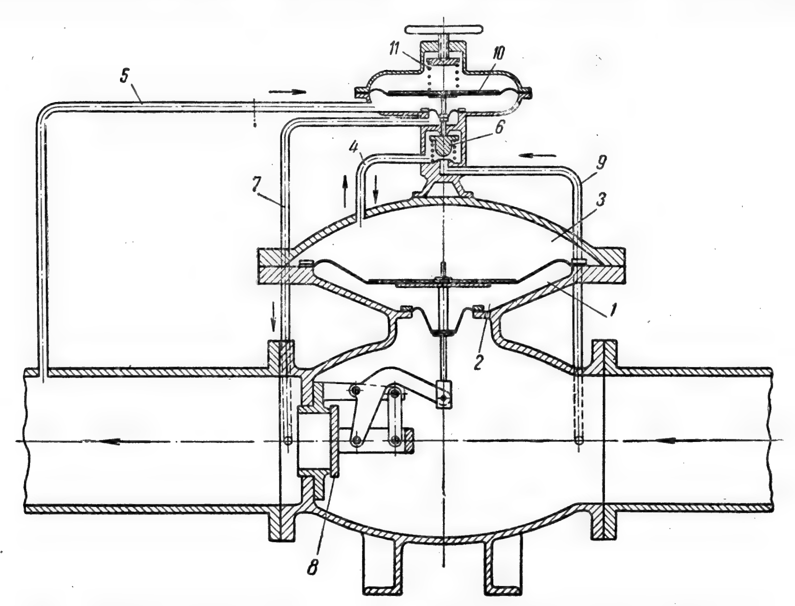


Рис. 9.2. Принципиальная схема регулятора давления с командным прибором:

1 — полость под мембраной регулятора; *2* — калиброванное отверстие; *3* — полость над мембраной регулятора; *4* — перепускная трубка; *5* — импульсная трубка конечного давления; *6* — золотник командного прибора; *7* — трубка сброса газа; *8* — клапан; *9* — трубка начального давления; *10* — мембрана командного прибора; *11* — пружина командного прибора.

ного регулятора и увеличит отверстие для выхода газа из надмембранной полости по трубкам *4* и *7* в газопровод.

В результате уменьшения притока газа начального давления в надмембранной полости основного регулятора понизится давление. Нарушение равновесия системы, вызванное изменением разности давлений в мембранных полостях заставляет мембрану двигаться вверх, а клапан *8* отойти от седла на величину, достаточную для пропуска количества газа, необходимого для достижения равновесия.

При уменьшении расхода газа процесс происходит в обратном порядке. Подъем золотника командного прибора приводит к увеличению потока газа начального давления через трубку *9* и повышению давления газа в камере командного прибора и в надмембранной полости основного регулятора.

Повышение давления на мембрану приводит к ее опусканию и прикрытию клапана основного регулятора. Так как максимально возможное давление в надмембранной полости равно начальному и, следовательно,

давлению под мембраной, то максимально возможное регулирующее усилие на мембрану сверху вниз, т. е. для закрытия клапана, равно весовой нагрузке мембраны.

Дроссельные органы и чувствительные элементы. Дроссельные органы регуляторов давления наиболее часто выполняются в виде отверстий, проходное сечение которых при движении газа может частично или полностью перекрываться клапанами или заслонками.

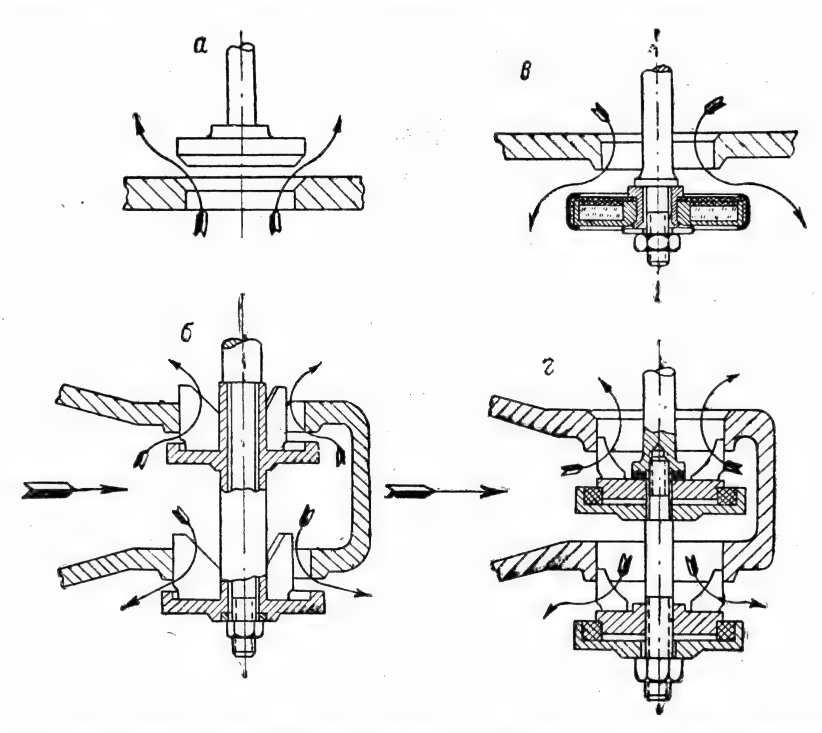


Рис. 9.3. Типы клапанов регуляторов прямого действия: *а* — жесткий односедельный; *б* — жесткий неразрезной двухседельный с направляющими перьями; *в* — мягкий односедельный с обоймой, заполненной войлоком и кожей, пропитанными невысыхающим маслом или газоустойчивой резиной; *г* — мягкий двухседельный разрезной с направляющими перьями.

Свободное проходное сечение дроссельного органа должно быть таким, чтобы при данном перепаде давления через него проходило количество газа, необходимое для поддержания конечного давления на заданном уровне. Максимальное проходное сечение дроссельного органа при полном ходе клапана должно обеспечивать пропуск заданного количества газа при его минимальном расчетном давлении перед регулятором.

Наибольшее распространение в регуляторах прямого действия получили клапаны тарельчатой формы: жесткие, изготавливаемые из чугуна, стали или цветных металлов, и мягкие, изготавливаемые из кожи, резины и других эластичных материалов, стойких по отношению к воздействию газа.

Как жесткие, так и мягкие клапаны изготовляются односедельными и двухседельными (рис. 9.3).

В последних газ проходит двумя потоками, почему пропускная способность регуляторов, снабженных такими клапанами, больше пропускной способности регуляторов с односедельными клапанами.

Регуляторы давления с односедельными клапанами применяются в тех случаях, когда необходимо обеспечить плотное закрытие проходного сечения дроссельного органа. При этом регуляторы с жесткими клапанами применяются во всех случаях, а регуляторы с мягкими клапанами только при невысоком давлении газа и необходимости плотного отключения прохода при прекращении потребления газа.

Регуляторы с жесткими двухседельными неразрезными клапанами не обеспечивают герметичного закрытия прохода, почему они применяются только там, где минимальный расход газа превышает возможные утечки из-за неплотности посадки клапана.

Опорные поверхности клапанов выполняются плоскими и коническими. При плоской поверхности проходное сечение полностью открывается при подъеме клапана, равном одной четверти диаметра проходного отверстия.

Для клапанов с коническими поверхностями величина подъема для полного открытия зависит от угла конуса и должна быть тем большей, чем меньше угол конусности.

Площади проходных (седельных) отверстий для односедельных клапанов обычно принимаются в размере 16—20%, а для двухседельных — в размере 35—40% от площади входного штуцера регулятора. Исключение составляют только некоторые (быстродействующие) типы регуляторов с двухседельными клапанами, у которых площадь прохода приближается к площади входного штуцера регулятора.

Из чувствительных элементов наибольшее распространение благодаря простоте изготовления и надежности получили мембраны, изготавливаемые из эластичных, плотных и прочных материалов: кожи, газобензостойкой резины и прорезиненной ткани.

В качестве кожи обычно применяется опоек и козлина I или II сортов растительного и хромо-растительного дубления.

Физико-механические свойства, которым должны удовлетворять кожа для изготовления мембран, приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Физико-механические свойства и химический состав кожи для мембран

Наименование показателей	Нормы для кож	
	опойка	козлины
Влага, %, не более	16	16
Жир, %	10—20	10—20
Окись хрома, %	1—4	1—4
Коэффициент продуба, не менее	40	40
Предел прочности при растяжении, *кГ/мм*² (средний из продольных и поперечных образцов):		
по партии, не менее	1,3	1,0
по коже	1,1	0,8
Удлинение при нагрузке в 1 *кГ/мм*² (среднее из продольных и поперечных образцов), %, не менее	25	30
Воздухопроницаемость после дополнительного жирования образцов	0	0
Толщина кожи после строжки и шлифовки, *мм*	1,2—1,4	1,4—1,5

При небольшом размере мембрана выкраивается бесшовной из целой кожи. Если размеры мембраны велики, она склеивается внахлестку из отдельных кусков кожи.

Для склейки применяются торговый клей «Рапид», раствор нитроклетчатки в ацетоне и им аналогичные.

Изготовленные мембраны до их установки должны быть хорошо промыты и прожирены в смеси нейтрального масла, состоящего из 80—85% касторового и 15—20% вазелинового масел. Могут применяться и другие нейтральные, невысыхающие масла. Прожировка обычно ведется после просушивания кожи в ваннах при температуре масла 45—50° С в течение 20—30 часов.

В качестве прорезиненных тканей для изготовления мембран может применяться прорезиненное газобензостойкое шелковое и хлопчатобумажное полотно, с характеристикой резины, соответствующей данным табл. 9.2.

Таблица 9.2

Характеристика резины для мембран

Показатель	Единица измерения	Величина показателя
Сопротивление разрыву, не менее	*кГ/см*²	100
Относительное удлинение, не менее	%	600
Остаточное удлинение, не более	%	20
Твердость по Шору		35—45
Коэффициент морозостойкости при —45° С, не менее		0,3
Температурный интервал	°С	—45; +100
Удельный вес		1,33
Набухание в течение 24 часов, не более:	%	
бензол при $t = 20°$ С		15
масло МК при $t = 70°$ С		5
масло МВП при $t = 70°$ С		15

Образцы прорезиненного полотна диаметром 100 *мм*, равномерно зажатые по краям между фланцами, должны выдерживать кратковременную статическую нагрузку до 4 *кГ/см*² и не должны давать утечки воздуха через поверхность при давлении до 1,5 *кГ/см*².

Пропускная способность регуляторов давления. Установление пропускной способности регуляторов давления обычно производится по паспортным данным завода-изготовителя, так как сложные проходы в дроссельных органах различных конструкций затрудняют применение теоретических методов для определения входящих в расчетные формулы коэффициентов расхода и коэффициентов, учитывающих изменение удельного объема сжимаемой среды при протекании ее через дроссельные отверстия.

При отсутствии экспериментальных данных пропускная способность регуляторов давления может быть определена только приближенно по следующим общим формулам.

Для несжимаемой среды (сжиженного газа, воды и пр.)

$$V = \alpha f \sqrt{\frac{2g\,\Delta P}{\gamma}}\ м^3/сек, \qquad (9.1)$$

$$G = \alpha f \sqrt{2g\,\Delta P \gamma}\ кГ/сек. \qquad (9.2)$$

Для сжимаемой среды (газа и пара)

$$V = \alpha\varepsilon f \sqrt{\frac{2g\,\Delta P}{\gamma}}\ м^3/сек, \tag{9.3}$$

$$G = \alpha\varepsilon f \sqrt{2g\,\Delta P\,\gamma}\ кГ/сек, \tag{9.4}$$

где V — пропускная способность или объемный расход среды в рабочем состоянии, $м^3/сек$;
G — пропускная способность или весовой расход среды, $кГ/сек$;
α — коэффициент расхода, безразмерная величина;
ε — коэффициент, учитывающий изменение удельного веса газа (пара) при протекании через дроссельное устройство;
f — площадь свободного проходного сечения дроссельного органа, $м^2$;
g — ускорение силы тяжести = 9,81 $м/сек^2$;
γ — удельный вес среды в рабочем состоянии перед дроссельным органом, $кГ/м^3$;
$\Delta P = P_1 - P_2$ — перепад давления в дроссельном органе, $кГ/м^2$;
P_1 — абсолютное давление среды перед дроссельным органом, $кГ/м^2$;
P_2 — абсолютное давление среды после дроссельного органа, $кГ/м^2$.

Коэффициент расхода α учитывает неравномерность распределения скоростей по сечению потока, обусловленную влиянием вязкости среды и трения ее о трубопровод и сужающее устройство (проход). Величина коэффициента α зависит главным образом от типа и конструкции сужающего устройства, числа Рейнольдса и отношения площадей сужающего устройства и трубопровода. Коэффициент α почти не зависит от рода протекающей среды.

По опытным данным коэффициент расхода α для распространенных конструкций проходов и клапанов регуляторов давления находится в пределах 0,65—0,8.

Коэффициент ε, учитывающий изменение удельного веса газа или пара при прохождении их через сужающее устройство, зависит от отношения величины перепада давления ΔP в дроссельном органе к абсолютному давлению газа или пара до дроссельного органа P_1.

Для различных газов при одних и тех же величинах указанного отношения коэффициент ε зависит от показателя адиабаты K. Кроме того, ε зависит от отношения площадей сужающего устройства и трубопровода (m) и типа сужающего устройства

$$\varepsilon = f\left(\frac{\Delta P}{P_1};\ K;\ m\right).$$

По опытным данным, полученным при исследовании клапанов различных конструкций, работающих на сжатом воздухе, величина коэффициента ε следует зависимости

$$\varepsilon = 1 - 0{,}46\,\frac{\Delta P}{P_1}. \tag{9.5}$$

Приближенные значения коэффициентов ε для газов с иными показателями адиабаты, полученные при пересчете соответствующих значений ε для воздуха, приведены графически на рис. 9.4.

При выражении расхода газа в $м^3/час$ и площади через диаметр в *мм* формулы 9.3 и 9.4 принимают вид:

$$V = 0{,}0125\alpha\varepsilon d^2 \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma}}\ м^3/час, \quad (9.6)$$

$$G = 0{,}0125\,\alpha\varepsilon d^2 \times \sqrt{\Delta P \cdot \gamma}\ кГ/час. \quad (9.7)$$

В формулах 9.3 и 9.6 объемный расход газа (пара) дан при рабочем состоянии среды (при P и T).

Так как

$$V_н = V\frac{\gamma}{\gamma_н}\ нм^3/час \text{ и } V_н = V\frac{P_1 T_н}{P_н T K}\ нм^3/час,$$

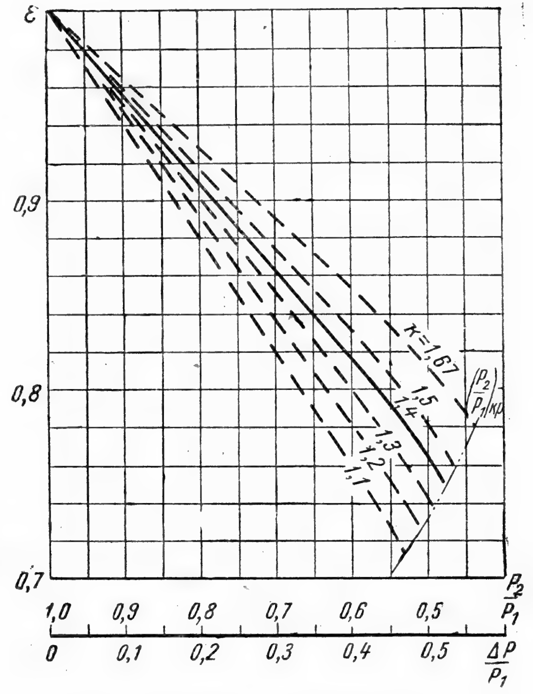


Рис. 9.4. Значения коэффициента ε в зависимости от $\frac{\Delta P}{P_1}$.

то

$$V_н = 0{,}0125\,\alpha\varepsilon d^2 \frac{\sqrt{\Delta P \gamma}}{\gamma_н}\ нм^3/час, \quad (9.8)$$

$$V_н = 0{,}0125\,\alpha\varepsilon d^2 \sqrt{\frac{P_1 T_н \Delta P}{P_н T K \gamma_н}}\ нм^3/час, \quad (9.9)$$

$$V_н = 0{,}206\,\alpha\varepsilon d^2 \sqrt{\frac{P \Delta P}{T \cdot K \gamma_н}}\ нм^3/час. \quad (9.10)$$

Обозначения и размерности в формулах 9.6—9.9 те же, что и в предыдущих формулах. В формуле 9.10 давление в $кГ/см^2$ абс. Индекс «н» обозначает нормальные условия (0° С и 760 *мм* рт. ст.). $P_н = 10330\ кГ/м^2$. K — коэффициент сжимаемости, близкий при городских давлениях газа к единице (см. главу 2). $T_н$ — абсолютная температура = 273,16 град. $T = 273{,}16 + t$ град.

Перепад давления ΔP в дроссельном органе регулятора давления определяется по формуле:

$$\Delta P = P_н - (P_к + H'_л + H'_м + H''_л + H''_м), \quad (9.11)$$

где $P_н$ — давление газа в начале газопровода или расчетного участка;

$P_к$ — конечное давление газа перед газовыми горелками приборов или установок;

$H'_л$ — суммарные линейные потери давления на трение на участке газопровода до дроссельного органа регулятора;

$H'_м$ — суммарные потери давления на местные сопротивления на том же участке (отводы, колена, переходы, арматура);

$H''_л$ — суммарные линейные потери давления на трение на участке газопровода от выходного штуцера регулятора давления до газовых горелок приборов и установок;

$H''_м$ — суммарные потери давления на местные сопротивления на том же участке.

Так как установление величины ε в ряде случаев связано со значительными трудностями, то в практике для приближенного определения пропускной способности регуляторов давления широко пользуются формулами адиабатического истечения газов и паров из суживающихся сопел или сопел, имеющих постоянные сечения.

$$V = \alpha f \sqrt{2g \frac{K}{K-1} \frac{P_1}{\gamma} \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]} \; м^3/сек, \qquad (9.12)$$

$$G = \alpha f \sqrt{2g \frac{K}{K-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K+1}{K}}\right] P_1 \gamma} \; кГ/сек, \qquad (9.13)$$

$$V_н = \alpha f \sqrt{2g \frac{K}{K-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K+1}{K}}\right]} \cdot \frac{\sqrt{P_1 \gamma}}{\gamma_н} \; нм^3/сек. \qquad (9.14)$$

Обозначая для упрощения расчетов выражение

$$\sqrt{\frac{K}{K-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K+1}{K}}\right]},$$

через φ, получим

$$V_н = \alpha f \varphi \frac{\sqrt{2g P_1 \gamma}}{\gamma_н} \; нм^3/сек. \qquad (9.15)$$

Значения коэффициента φ для природного газа с показателем адиабаты $K = 1{,}3$, в зависимости от отношения $\frac{P_2}{P_1}$ приведены графически на рис. 9.5. Эти же значения, но в зависимости от отношения $\frac{P_1}{P_2}$, даны в табл. 9.3.

Таблица 9.3

$\frac{P_1}{P_2}$	φ	$\frac{P_1}{P_2}$	φ
1,010	0,099	1,111	0,297
1,020	0,138	1,176	0,354
1,031	0,170	1,250	0,393
1,042	0,195	1,333	0,423
1,053	0,218	1,428	0,446
1,064	0,236	1,530	0,461
1,075	0,254	1,666	0,465
1,087	0,269	1,818	0,470
1,099	0,285	и выше	0,470

При выражении расхода газа в $нм^3/час$ и замене площади прохода через диаметр в *мм* формула 9.15 принимает вид

$$V_{н} = 0{,}0125\,\alpha\,d^2\,\varphi\,\frac{\sqrt{P_1\gamma}}{\gamma_{н}}\ нм^3/час. \tag{9.16}$$

Значения коэффициентов φ в зависимости от отношения $\frac{P_1}{P_2}$ для природного газа с показателем адиабаты $K = 1{,}3$

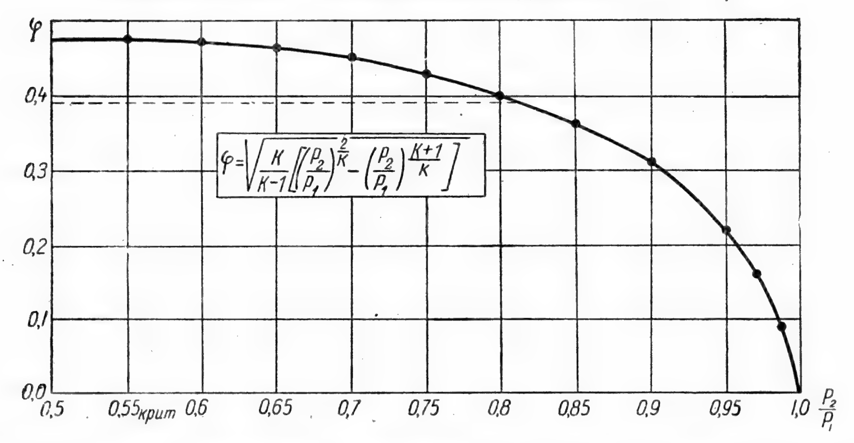


Рис. 9.5. График зависимости коэффициента φ от $\frac{P_2}{P_1}$ для газа с $K = 1{,}3$.

Приведенные расчетные формулы для определения расхода газа даны для условия, когда $\frac{P_2}{P_1} > \beta_{кр}$ (см. главу 2).

Для условия, когда $\frac{P_2}{P_1} \leqslant \beta_{кр}$, расход газа через дроссельный орган определяется по формулам:

$$G = \alpha f \sqrt{2g\frac{K}{K+1}P_1\gamma\left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{K-1}}}\ кГ/сек, \tag{9.17}$$

$$V_{н} = \alpha f \sqrt{2g\frac{K}{K+1}\left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{K-1}}}\cdot\frac{\sqrt{P_1\gamma}}{\gamma_{н}}\ нм^3/сек. \tag{9.18}$$

При выражении расхода газа (пара) в $нм^3/час$ и площади дроссельного прохода через диаметр в *мм*

$$V_{н} = 0{,}0125\,\alpha\,d^2\sqrt{\frac{K}{K+1}\left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{K-1}}}\ \frac{\sqrt{P_1\gamma}}{\gamma_{н}}\ нм^3/час. \tag{9.19}$$

Обозначения и размерности в формулах 9.12—9.19 те же, что и в предыдущих формулах.

Выше указывалось, что для определения пропускной способности регуляторов давления следует, как правило, руководствоваться паспортными характеристиками. При этом следует иметь в виду, что такие характеристики даются для определенных видов газа, удельных весов и пере-

падов давлений, и поэтому для других условий должен производиться соответствующий пересчет.

Если методика пересчета в паспортной характеристике не указана, то он может быть выполнен по приведенным выше формулам или с достаточной для практики точностью по следующим упрощенным формулам:

Для условия $\frac{P_2}{P_1} > \beta_{кр}$

$$V = V_1 \frac{\varepsilon}{\varepsilon_1} \sqrt{\frac{\Delta P \gamma_1 P_2}{\Delta P_1 \gamma P_к}} \qquad (9.20)$$

при

$$\varepsilon \approx \varepsilon_1 \quad V = V_1 \sqrt{\frac{\Delta P \gamma_1}{\Delta P_1 \gamma}}. \qquad (9.21)$$

Для $\frac{P_2}{P_1} \leqslant \beta_{кр}$

$$V = 50 V_1 P \sqrt{\frac{\gamma_1}{\gamma \Delta P_1 P_к}}, \qquad (9.22)$$

где V — искомая пропускная способность регулятора, *м³/час*;
V_1 — паспортная пропускная способность регулятора, *м³/час*;
ΔP — располагаемый перепад давления, *кГ/м²*;
ΔP_1 — перепад давления, соответствующий паспортной пропускной способности, *кГ/м²*;
γ — удельный вес газа, для которого подбирается регулятор, *кГ/м³*;
γ_1 — удельный вес газа по паспортным данным, *кГ/м³*;
P — абсолютное давление газа до дроссельного органа регулятора давления, *кГ/см²*;
P_2 — абсолютное давление газа после дроссельного органа, *кГ/см²*;
$P_к$ — абсолютное конечное давление газа по паспортным данным регулятора давления, *кГ/см²*;
ε и ε_1 — соответствующие $\frac{P_2}{P_1}$ или $\frac{\Delta P}{P_1}$ коэффициенты расширения газа по графику рис. 9.4.

Устройство и характеристика регуляторов давления прямого действия. *Регуляторы давления малой пропускной способности для низких начальных и конечных давлений.* Показанный на рис. 9.6 регулятор-стабилизатор РДСК предназначен для поддержания постоянства давления газа перед газовыми приборами при значительных колебаниях давления в городских газопроводах низкого давления. Обычно такие регуляторы давления устанавливаются перед счетчиками жилых квартир и счетчиками или приборами других потребителей с малым расходом газа.

В регуляторе применен односедельный клапан с мягким уплотнением, непосредственно подвешенный к мембране. Подмембранная полость регулятора отделена от клапанной полости промежуточной мембраной, служащей для разгрузки клапана и предотвращающей одновременно проникновение газа в подмембранную полость.

Для предотвращения засорения клапана он снабжен сетчатым фильтром, выполненным из цветного металла.

Регуляторы РДСК выпускаются Московским газовым заводом и имеют следующие характеристики:

давление на входе до 500 *мм* вод. ст.; давление на выходе 100 *мм* вод. ст.; пропускная способность при удельном весе газа 0,75 *кГ/нм³* и перепаде давления 5 *мм* вод. ст. составляет 5—6 *м³/час*.

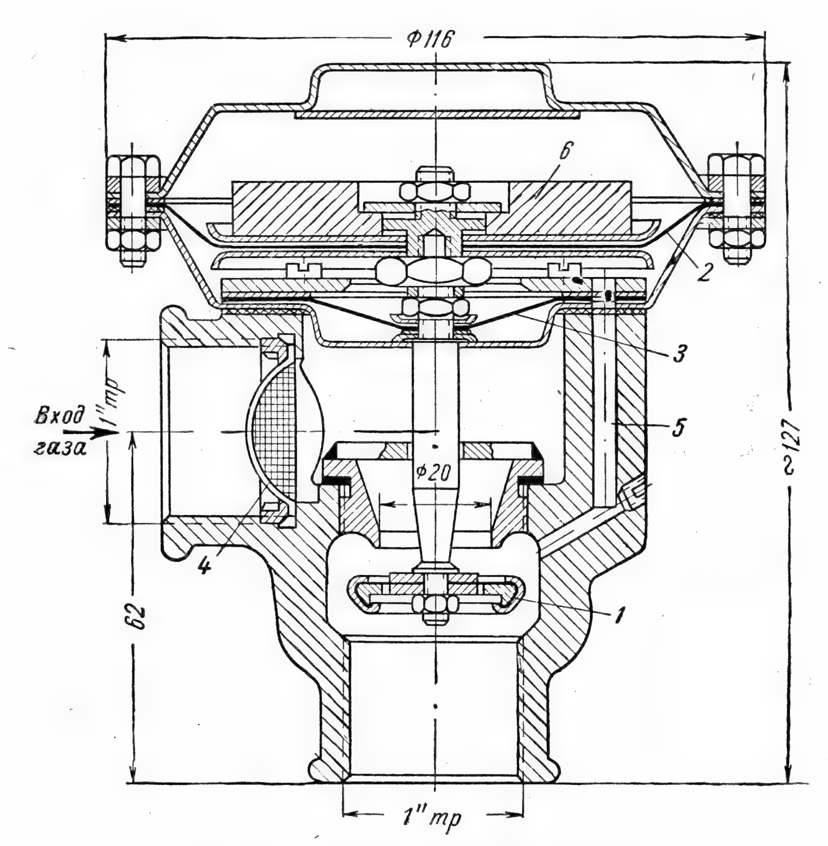


Рис. 9.6. Регулятор-стабилизатор РДСК:

1 — тарельчатый односедельный клапан с мягким уплотнением; 2 — основная мембрана регулятора; 3 — промежуточная разгрузочная мембрана; 4 — фильтр; 5 — импульсное отверстие; 6 — груз.

Неравномерность регулирования в зависимости от величины начального давления и расхода газа — около 10% номинального конечного давления.

Конструкция квартирного регулятора, получившего широкое применение в европейских странах, показана на рис. 9.7, а его характеристики в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Пропускная способность регулятора давления диаметром 1" (к рис. 9.7)

Начальное давление газа, *мм* вод. ст.	80	100	150	200	300	400	500
Конечное давление газа, *мм* вод. ст.	50	50	50	50	50	50	50
Пропускная способность $м^3/час$ при $\gamma=0{,}6$ $кГ/м^3$	6	8	11	13	16	19	22

Регулятор снабжен двухседельным мягким разгруженным клапаном, устраняющим влияние изменения начального давления на конечное.

Мембрана выполнена в виде гармоники из пяти спаянных между собой металлических пластин и нагружена пружиной.

Сжатие пружины регулируется устройством, состоящим из нажимного винта с контргайкой и сочлененного с ними поворотного колпачка со стрелкой и шкалой, отградуированной на определенное давление.

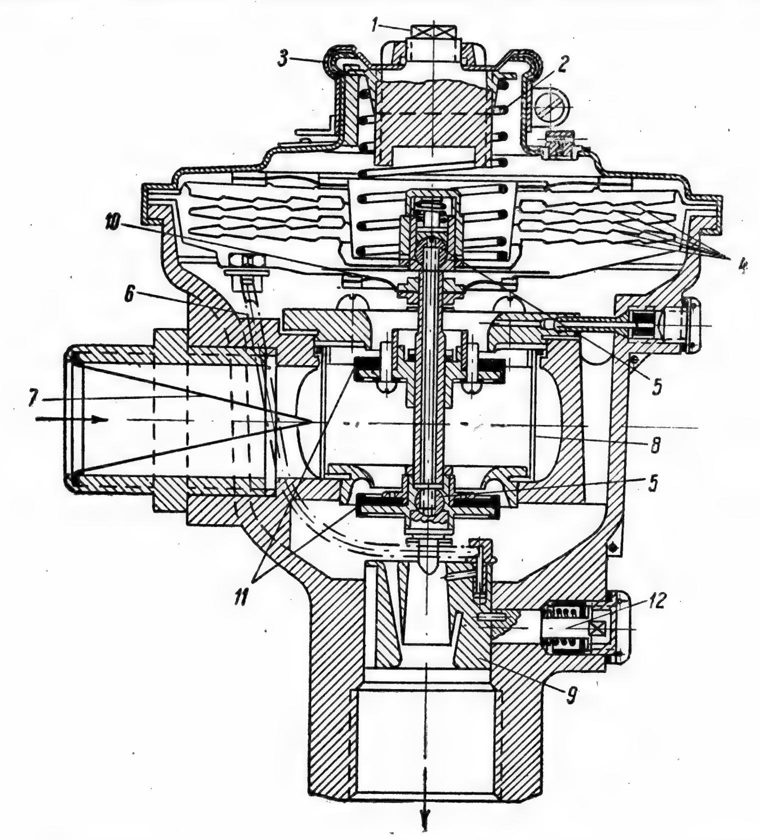


Рис. 9.7. Квартирный регулятор с двухседельным клапаном и гармоникообразной мембраной:

1 — нажимной винт; *2* — пружина; *3* — поворотный колпачек со стрелкой и указателем; *4* — металлическая гармоникообразная мембрана; *5* — шаровые пяты; *6* — импульсная трубка; *7* — конический фильтр; *8* — защитная сетка; *9* — сопло; *10* — эластичная диафрагма; *11* — мягкий двухседельный клапан; *12* — эксцентрик для регулировки установки сопла

Для предохранения клапанных тарелок от засорения регулятор снабжен вмонтированным во входной штуцер конусообразным фильтром и защитной сеткой.

Регуляторы давления малой пропускной способности для высоких и средних начальных и низких конечных давлений (рис. 9.8). Распространенными типами таких регуляторов являются регуляторы РДК-00 и РДК-1-00. Первый регулятор предназначен для снижения давления паров сжиженного газа (при баллонном газоснабжении), а второй для снижения давления газов, транспортируемых по городским сетям высокого

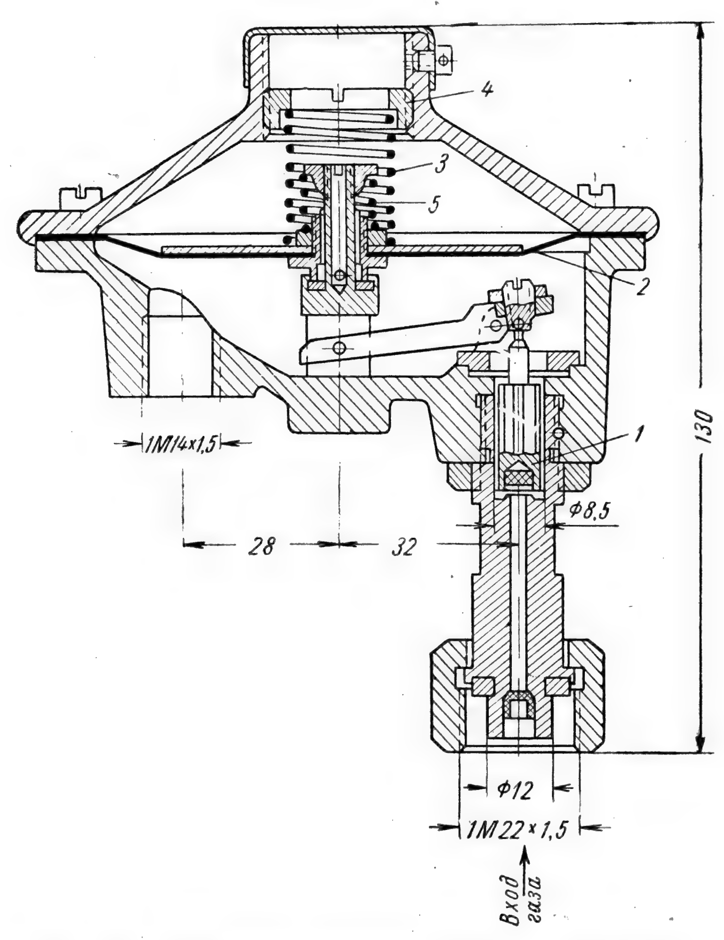


Рис. 9.8. Регуляторы давления РДК-00 и РДК-1-00:

1 — клапан с мягким уплотнением из газо-, бензо- и морозостойкой резины; 2 — эластичная газо-, бензо- и морозостойкая мембрана; 3 — пружина мембраны; 4 — винт для натяга пружины; 5 — пружина предохранительного клапана.

и среднего давлений. Характеристики этих регуляторов давления приведены в табл. 9.5.

Таблица 9.5

Характеристика регуляторов давления типов РДК-00 и РДК-1-00

Характеристика	РДК-00	РДК-1-00
Присоединительные размеры труб	1/2	1/2
Максимальное допустимое давление перед регулятором, *кГ/см²*	16	16
Выходное (конечное) давление, *мм* вод. ст.	100—300	100—300
Пропускная способность при $\Delta P = 1000$ *мм* вод. ст. $\gamma = 1$ *кГ/м³* и $P_к = 1{,}01$ *ата*, *м³/час*	0,45	1,9

Газ высокого давления поступает через входной штуцер под клапан с уплотнением из газо-, бензо- и морозостойкой резины, дросселируется до необходимого давления и через подмембранное пространство уходит в выходной штуцер.

Положение клапана определяется положением шарнирно связанной с ним мембраны, уравновешиваемой пружиной и конечным давлением газа.

Для предотвращения чрезмерного повышения конечного давления в мембрану вмонтирован предохранительный клапан, выпускающий газ в надмембранное пространство, а из него в атмосферу.

К регуляторам давления (приближенно той же конструкции), предназначенным для снижения давления паров сжиженных газов, относится и регулятор типа РДГ-6, выпускаемый заводом «Автогазоаппарат» УССР. Этот регулятор имеет следующие характеристики:

Максимальное допустимое давление перед регулятором, *кГ/см²*	16
Выходное (конечное) давление, *мм* вод. ст.	100—300
Диаметр клапана, *мм*	1,6
Пропускная способность при $\Delta P = 1000$ *мм* вод. ст. $\gamma = 1$ *кГ/м³* и $P_{к} = 1{,}01$ *ата*, *м³/час*	0,6

К широко распространенным регуляторам давления малой пропускной способности для высоких и средних начальных и низких конечных давлений относятся и регуляторы типа РД, выпускаемые саратовским заводом «Газоаппарат».

Регуляторы давления РД-20, РД-25 и РД-32 выпускаются с одинаковыми габаритными размерами и вмонтированными в их корпуса предохранительными клапанами, настраиваемыми с помощью пружины на давление, примерно в два раза превышающее номинальное конечное давление. Регулятор давления РД-50 имеет увеличенные габариты, но у него нет предохранительного клапана.

Конструктивное устройство регуляторов приведено на рис. 9. 9, а габаритные размеры и технологические характеристики в табл. 9. 6.

Таблица 9. 6

Характеристика и габаритные размеры регуляторов давления РД и РЖГД

Типы регуляторов давления	Присоединительные размеры D, дюймы	Максимальное давление на входе в регулятор, *кГ/см²*	Давление после регулятора, *мм.* вод. ст.		Диаметр клапанного седла, *мм*	Пропускная способность при ΔP = 1000 *мм* вод. ст.; $\gamma = 1$ *кГ/м³* и $P_{к}$ = 1,01 *кГ/см²* абс., *м³/час*	Габаритные размеры, *мм*			
			минимальное	максимальное			*А*	*Б*	*В*	*Е*
РД-20	$^3/_4$	16 (3)	100	250	5,0	5,0	300	212	160	200 (188)
РД-25	1	16 (3)	100	250	$\frac{5{,}0}{6{,}5}$	$\frac{5{,}0}{8{,}5}$	300	212	160	200 (188)
РД-32	$1^1/_4$	16 (3)	100	250	5,0 6,5 9,5	5,0 8,5 18,0	300	212	160	200 (188)
РД-50	2	3	100	250	13,0 19,0 25,0	35,0 75,0 130,0	500	390	260	330
РЖГД	$^3/_4$	16	100	300	6,0	7,2	300	212	160	188

Регулятор типа РД с предохранительным клапаном состоит из трех основных узлов: дроссельного органа, привода и предохранительного клапана.

Дроссельный орган выполнен в виде вентильного корпуса с муфтовыми концами для входа и выхода газа. В корпус ввернуто седло, способное перекрываться полностью или частично односедельным мягким клапаном, выполненным из газо-, бензо и морозостойкой резины.

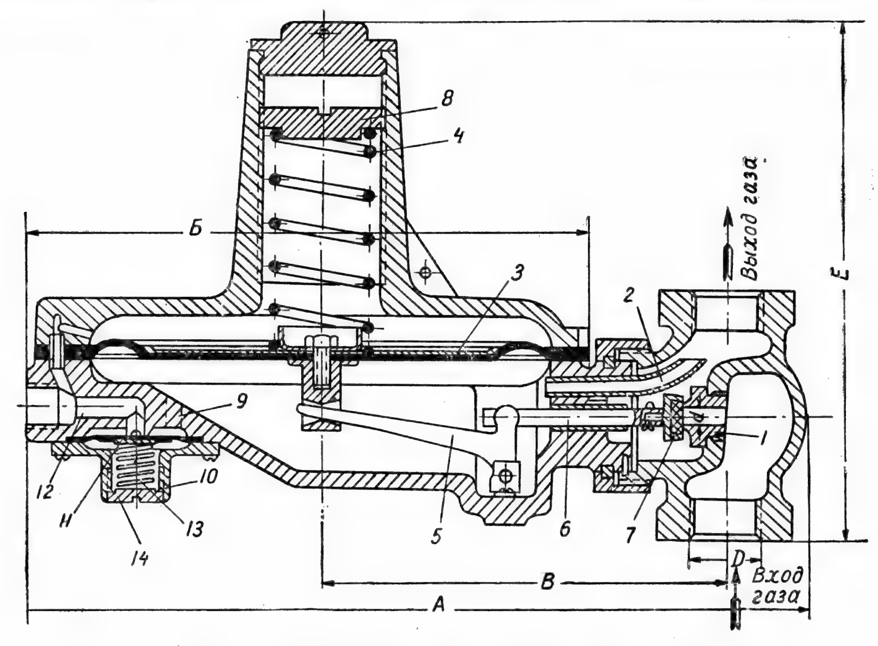


Рис. 9.9. Регулятор типа РД-20, РД-25, РД-32:

1 — сопло (дроссельное отверстие); *2* — импульсная трубка; *3* — мембрана регулятора; *4* — пружина регулятора; *5* — коленчатый рычаг; *6* — шток клапана; *7* — клапан; *8* — винт для регулирования натяга пружины; *9* — канал для прохода газа; *10* — корпус предохранительного клапана; *11* — мембрана предохранительного клапана; *12* — канал для сброса газа; *13* — пружина предохранительного клапана; *14* — винт предохранительного клапана.

Привод выполняется из плоской эластичной мембраны (из протектированного полотна или кожи), сочлененной через коленчатый рычаг со штоком клапана.

Конечное давление газа, передаваемое через импульсную трубку, расположенную внутри вентильного корпуса, уравновешивается пружиной, поджимаемой винтом, в зависимости от потребного конечного давления.

Регуляторы РД применяются при газоснабжении от газопроводов высокого и среднего давлений отдельных крупных домов, их групп или коммунальных и промышленных потребителей с небольшим расходом газа.

При газоснабжении крупных домов от групповых установок сжиженного газа используются регуляторы РЖГД, выпускаемые московским заводом «Искра».

Они имеют габаритные размеры, аналогичные регулятору РД-20, и отличаются от него только отсутствием предохранительного клапана и размером сопла.

Недостатком регуляторов типа РД является то, что импульс конечного давления подается через трубку, расположенную внутри вентильной части корпуса. Это приводит к необходимости ограничения пропускной способности регуляторов давления для РД-32 50—60 *м/час*, а для РД-50 — 150—200 *м/час*.

С целью увеличения пропускной способности регуляторов этого типа импульс конечного давления выносится наружу. Такие регуляторы типов РД-32 и РД-50 (рис. 9.10) обеспечивают повышение пропускной способности для РД-32 до 100—120 $м^3$/*час* и для РД-50 до 400—450 $м^3$/*час*.

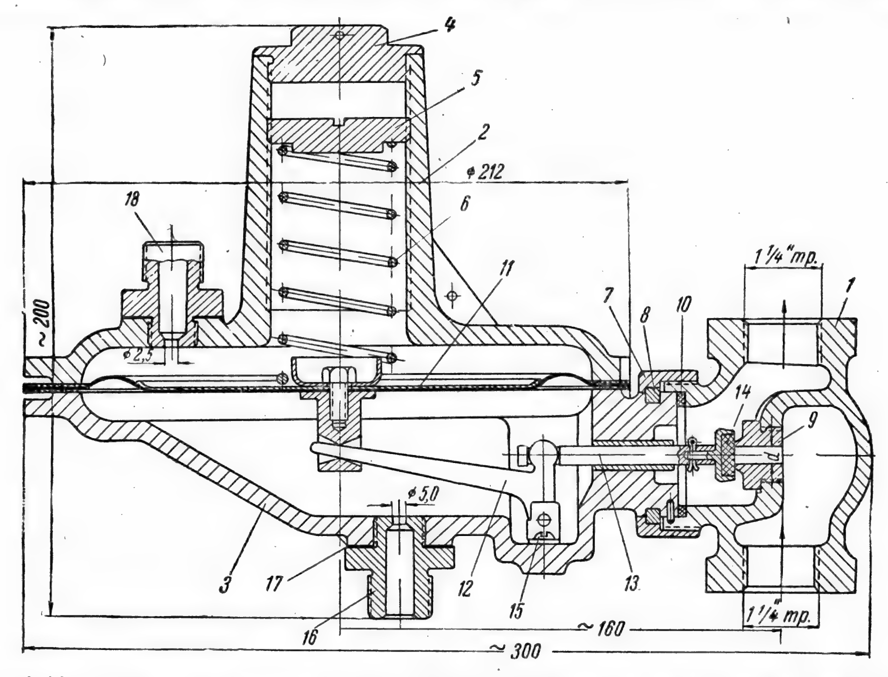


Рис. 9.10. Регулятор давления типа РД-32 с наружным импульсным штуцером:

1 — тройник; *2* — верхняя часть корпуса; *3* — нижняя часть корпуса; *4* — крышка; *5* — нажимная гайка; *6* — пружина; *7* — накидная гайка; *8* — полукольцо упорное; *9* — седло клапана; *10* — прокладка; *11* — мембрана; *12* — рычажный подаватель; *13* — шток; *14* — клапан; *15* — винт; *16* — импульсный штуцер ⌀$^1/_2$″; *17* — прокладка; *18* — штуцер ⌀$^1/_2$″ в атмосферу.

Габаритные размеры и пропускная способность регуляторов давления с наружным импульсом те же, что и для регуляторов РД с встроенным импульсом (табл. 9.6).

Регуляторы давления типа РД-32 и РД-50 с наружным импульсным штуцером (без предохранительных клапанов) выпускаются заводами Ленсовнархоза.

Из регуляторов малой пропускной способности широкое распространение в странах народной демократии получили регуляторы, приведенные на рис. 9.11. Эти регуляторы выпускаются народным предприятием «Механик — Газелан» для начальных давлений до 3 *кГ/см*^{2} и конечных давлений до 200 *мм* вод. ст.

Габаритные размеры этих регуляторов приведены в табл. 9.7, а пропускная способность для газа удельного веса 0,6 *кГ/м*^{3} на рис. 9.13.

Регуляторы давления большой пропускной способности для средних начальных и низких конечных давлений. Среди многих типов регу-

Таблица 9.7

Габаритные размеры регуляторов давления (к рис. 9.11)

$D_у$, дюймы	$D_с$, дюймы	Размеры, *мм*			
		d	*A*	*Б*	*H*
3/4	3/4	5	200	230	100
1	2	$\frac{6}{10}$	326	440	151
2	3	$\frac{16}{25}$	440	460	175

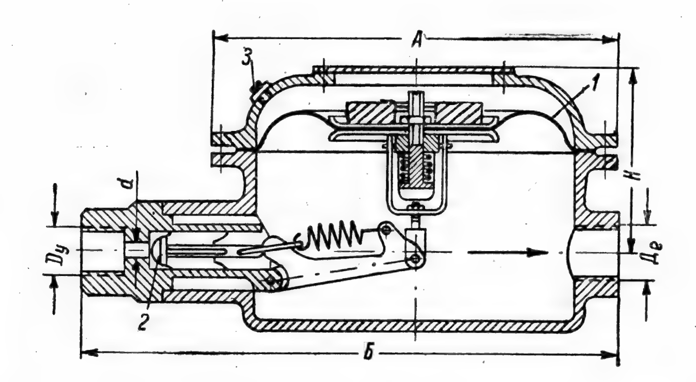


Рис. 9.11. Регулятор давления типа К народного предприятия «Механик-Газелан» малой пропускной способности:

1 — кожаная мембрана; *2* — односедельный жесткий клапан; *3* — демпфирующее отверстие.

ляторов давления большой и средней пропускной способности для низких конечных давлений большое распространение в городских системах газоснабжения получили регуляторы давления, показанные на рис. 9.12. Эти регуляторы серийно выпускаются народным предприятием «Механик-Газелан».

Регуляторы давления, показанные на рис. 9.12, предназначены для начальных давлений до 3 $кГ/см^2$ и конечных давлений 50 ÷ 200 *мм* вод. ст. Регуляторы снабжены манжетной кожаной мембраной, зажатой между двумя цилиндрами и односедельным жестким клапаном.

Открытие и закрытие клапана в зависимости от изменения конечного давления осуществляется горизонтальным штоком, сочлененным с коленчатым рычагом, воспринимающим вертикальное перемещение чувствительного элемента. Регуляторы выпускаются как с встроенным в чувствительный элемент предохранительным клапаном, так и без него.

Назначением предохранительного клапана является сброс газа в атмосферу при чрезмерном повышении давления газа под чувствительным элементом.

Такие явления наблюдаются в практике при полном отсутствии расхода газа и неплотно притертом или изношенном клапане или при

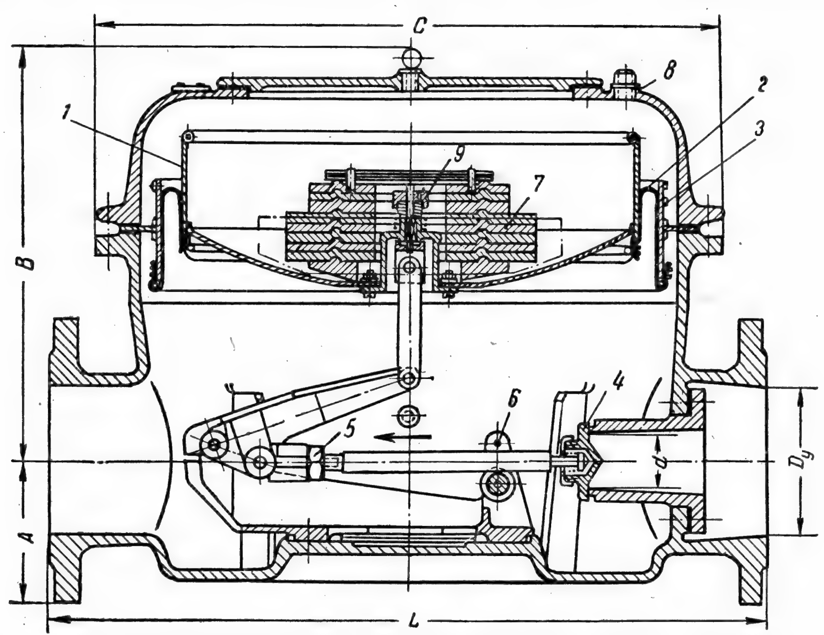


Рис. 9.12. Регулятор давления типа К народного предприятия «Механик-Газелан» большой пропускной способности:

1 — внутренний подвижный цилиндр чувствительного элемента; *2* — манжетная кожаная мембрана; *3* — наружная неподвижная обечайка; *4* — односедельный жесткий клапан; *5* — шатунно-кривошипная передача; *6* — направляющие ролики штока клапана; *7* — грузы; *8* — демпфирующее отверстие; *9* — предохранительный клапан.

попадании под него пыли, смолы, нафталина и других загрязняющих газ примесей.

Выпуск газа осуществляется через газоотводную трубку, присоединяемую к калиброванному (демпфирующему) отверстию в крышке регулятора.

Диаметр калиброванных отверстий принимается тем большим, чем больше размер регулятора. Так, для регуляторов с $D_у$ — 80 и 100 *мм* он составляет 2 *мм*, с $D_у$ — 150 и 200 *мм* — 2,5 *мм* и с $D_у$ — 300 *мм* — — 3 *мм*.

Габаритные размеры регуляторов указанного типа приведены в табл. 9.8, а пропускная способность для газа с удельным весом 0,6 *кГ/м³* на рис. 9.13.

Таблица 9.8

Габаритные размеры (*мм*) регуляторов давления (к рис. 9.12)

$D_у$	d	A	B	C	L
80	$\frac{33}{40}$	65	320	530	560
100	$\frac{33}{40}$	65	320	530	560
150	$\frac{47}{60}$	120	425	635	710
200	$\frac{68}{85}$	155	550	850	870
300	$\frac{93}{120}$	190	730	1030	1100

Недостатком регуляторов приведенной конструкции является отсутствие перегородки, отделяющей клапанную полость от мембранной, а достоинством — достаточно высокая надежность работы и простота геометрических форм, позволяющая их выполнять не только в литом, но и в сварном исполнении.

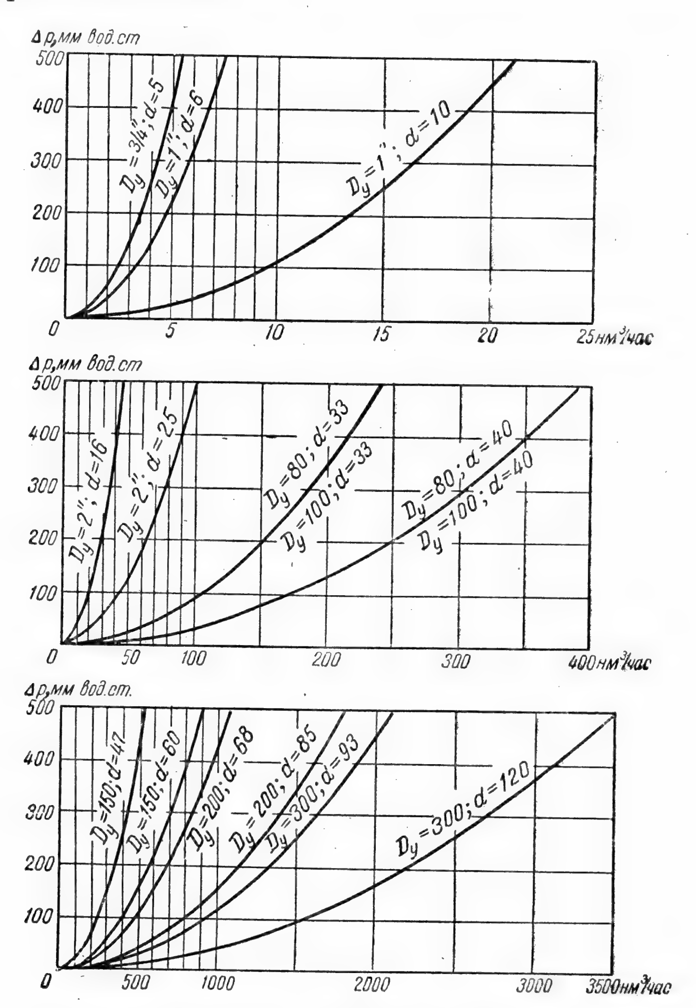


Рис. 9.13. Пропускная способность регуляторов давления (рис. 9.11 и 9.12) в зависимости от размера сопла и перепада давления.

Регуляторы давления прямого действия для высоких начальных и средних и высоких конечных давлений типов 25ч10нж и 25ч12нж предназначены для автоматического поддержания постоянного давления неагрессивной среды (газа, пара и жидкостей) на заданном уровне.

Регуляторы типа 25ч10нж (рис. 9.14) служат для поддержания постоянного давления за дроссельным органом и носят название регуляторов давления «после себя».

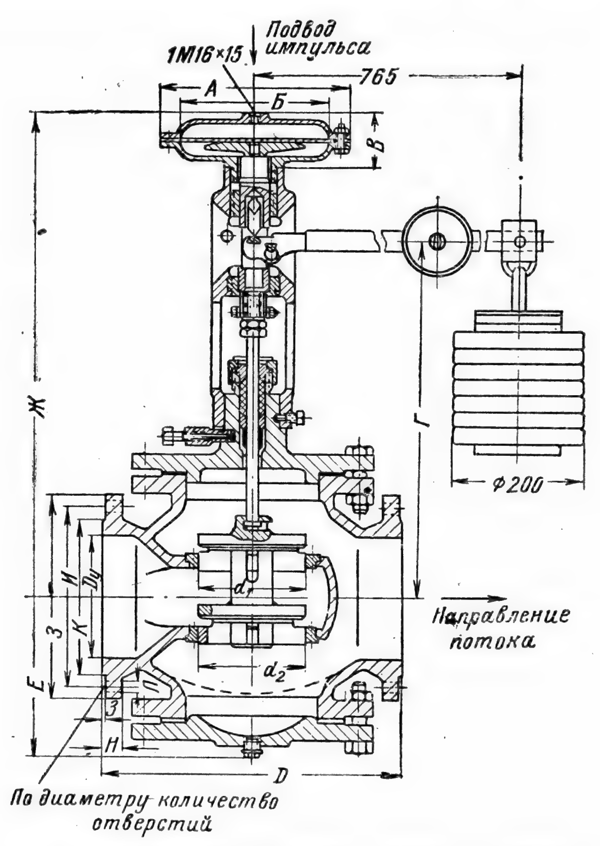


Рис. 9.14. Регулятор давления прямого действия «после себя» типа 25ч10нж.

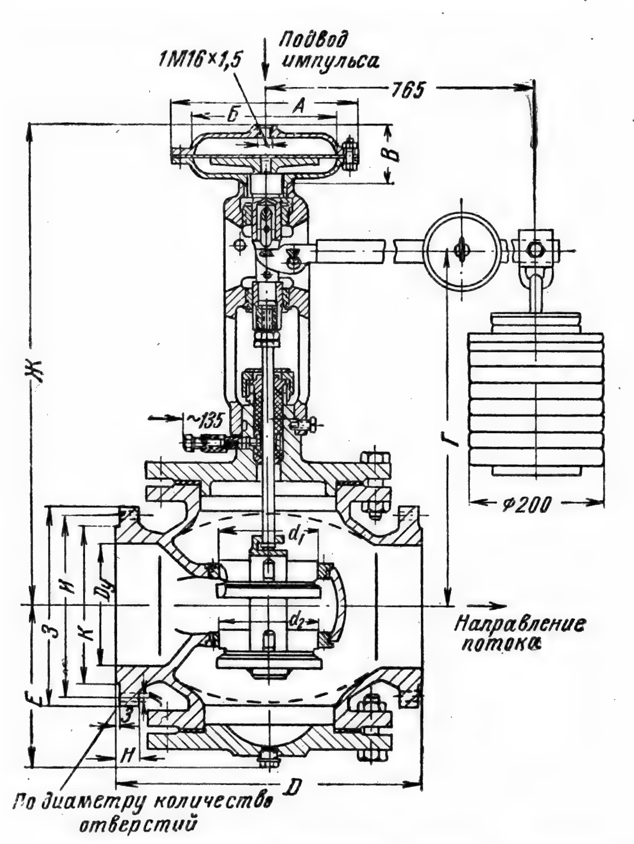


Рис. 9.15. Регулятор давления прямого действия «до себя» типа 25ч12нж.

Регуляторы типа 25ч12нж (рис. 9.15) служат для поддержания постоянства давления перед дроссельным органом и называются регуляторами давления «до себя».

Эти регуляторы конструктивно отличаются только по положению клапана и месту отбора импульсного давления.

В регуляторах давления «после себя» клапан расположен так, что при его опускании проходное сечение дроссельного органа уменьшается, а в регуляторах «до себя» — увеличивается. Импульсное давление в регуляторах «после себя» подается на мембрану из газопровода после регулятора давления, а в регуляторах «до себя» из газопровода до регулятора давления (по ходу газа).

Место отбора импульсного давления должно отстоять от оси клапана на расстоянии не меньшем чем 10 диаметров газопровода, или взято из мест статического давления (например из обходного газопровода).

Принцип действия регуляторов давления указанного типа следующий.

В регуляторах «после себя» уменьшение расхода газа приводит к повышению давления газа на мембрану, благодаря чему преодолевается усилие, развиваемое грузом, и клапан опускается, уменьшая проходное сечение в дроссельном органе до тех пор, пока давление за клапаном не станет равным заданному значению.

С увеличением расхода газа и вызванным этим снижением давления газа на мембрану клапан открывается до установления положения равновесия.

В регуляторах «до себя» с увеличением давления перед клапаном увеличивается и давление на мембрану. Это приводит к опусканию клапана, увеличению проходного сечения дроссельного органа, повышению расхода среды и, как следствие, снижению давления перед клапаном до заданного значения.

При уменьшении давления перед клапаном и на мембрану усилие, развиваемое грузом, приводит к подъему клапана до достижения нового положения равновесия.

Регуляторы давления обоих типов выпускаются серийно заводами Главгидромаша для начальных давлений до 16 $кГ/см^2$ и регулируемых давлений от 0,15 до 13 $кГ/см^2$, в зависимости от размера мембранных головок и величины груза.

Габаритные размеры выпускаемых регуляторов давления приведены в табл. 9.9, а размеры мембранных головок, в зависимости от диапазона настройки давления в табл. 9.10.

Зона нечувствительности регуляторов давления обоих типов для различных модификаций мембранных устройств в процентах к верхнему пределу настройки давления составляет: для мембранных головок диаметром 110 ÷ 150 *мм* ±10 ÷ 12%, а для мембранных головок диаметром 300 *мм* ±6 ÷ 7%.

Пропускная способность регуляторов давления этих типов определяется по следующим формулам.

При перепаде давления меньше критического

$$V = 31{,}6\, C\, \varepsilon \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma}} \ м^3/час, \qquad (9.23)$$

$$G = 31{,}6\, C\, \varepsilon \sqrt{\Delta P \gamma} \ кГ/час, \qquad (9.24)$$

или

$$V_н = 31{,}6\, C\, \varepsilon \frac{\sqrt{\Delta P \gamma}}{\gamma_н} \ нм^3/час \qquad (9.25)$$

Таблица 9.9

Размеры (*мм*) регуляторов давления типов 25ч10нж и 25ч12нж

Диаметр условного прохода D_y регулятора	Номер модификации мембранного устройства	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*Ж*	*З*	*И*	*К*	*Л*	Диаметр болта	Число болтов	*Н*	25ч10нж		25ч12нж		Ход клапана
																d_1	d_2	d_1	d_2	
	1	185	110	81																
50	2	225	150	81	384	230	125,5	568	160	125	102	18	M16	4	20	52	50	50	52	4
	4	375	300	80																
	1	185	110	81																
80	2	225	150	81	422	310	150	601	195	160	138	18	M16	8	22	82	80	80	82	10
	4	375	300	80																
	1	185	110	81																
100	2	225	150	81	433	350	169	612	215	180	158	18	M16	8	24	102	100	100	102	13
	4	375	300	80																
	1	185	110	81																
150	2	225	150	81	482	440	220	661	280	240	212	23	M20	8	28	152	150	150	152	19
	4	375	300	80																

Примечание. Присоединительные размеры фланцев выполняются по ГОСТ 1234—54.

Таблица 9.10

Выбор мембранных головок регуляторов давления 25ч10нж и 25ч12нж в зависимости от диапазона настройки регулируемого давления

Диапазон настройки давления, *кГ/см²*	Номер модификации мембранной головки	Диаметр мембраны (размер *Б*), *мм*	Вес груза, *кГ*
0,15—0,65	4	300	12
0,65—0,85	4	300	17
0,85—1,0	4	300	21
1,00—2,0	2	150	8
2,0—2,5	2	150	11
2,5—3,5	2	150	18
3,5—5,0	2	150	30
5,0—8,0	1	110	17
8,0—9,5	1	110	21
9,5—13,0	1	110	30

Примечание. Вес груза составляется из отдельных гирь весом 5,3 и 1 *кГ*.

$$V_{\text{н}} = 514 C \varepsilon \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\gamma_{\text{н}} (273 + t)}} \ \text{нм}^3/\text{час}. \qquad (9.26)$$

При перепаде давления, равном критическому или более него

$$V = 31{,}6\, C\, \varepsilon_{\text{кр}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{кр}}}{\gamma}} \ \text{м}^3/\text{час}, \qquad (9.27)$$

$$G = 31{,}6\, C\, \varepsilon_{кр} \sqrt{\Delta P_{кр} \gamma}\ кГ/час, \qquad (9.28)$$

$$V_н = 31{,}6\, C\, \varepsilon_{кр} \sqrt{\frac{\Delta P_{кр} \gamma}{\gamma_н}}\ нм^3/час \qquad (9.29)$$

или

$$V_н = 280 C P_1 \sqrt{\frac{1}{\gamma_н (273 + t)}}\ нм^2/час. \qquad (9.30)$$

В приведенных формулах:

V — объемный расход среды в рабочем состоянии, *м³/час*;
G — весовой расход среды, *кГ/час*;
$V_н$ — объемный расход среды при нормальных условиях (0° С и 760 *мм* рт. ст.), *нм³/час*;
ΔP — перепад давления в дроссельном органе, *кГ/см²*;
$\Delta P_{кр}$ — перепад давления, равный или превышающий критический, *кГ/см²*;
γ — удельный вес среды перед дроссельным органом в рабочем состоянии, *кГ/м³*;
$\gamma_н$ — удельный вес среды при нормальных условиях, *кГ/нм³*;
ε — коэффициент, учитывающий уменьшение удельного веса газа (пара) при прохождении через дроссельный орган (по графику рис. 9.4);
$\varepsilon_{кр}$ — то же, по графику рис. 9.4 или формуле 9.5 при $\left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{кр}$;
C — опытный коэффициент, характеризующий удельную пропускную способность дроссельных органов данного типа регуляторов (принимается по табл. 9.11).
P_1 — абсолютное давление перед клапаном, *кГ/см²*.

Таблица 9.11

Значения коэффициента *C* для клапанов регуляторов давления прямого действия типов 25ч10нж и 25ч12нж

Диаметр условного прохода регуляторов ($D_у$), *мм*	Величина коэффициента *C*	Диаметр условного прохода регуляторов ($D_у$), *мм*	Величина коэффициента *C*
50	40	100	160
80	100	150	360

Регуляторы давления с командными приборами. Конструктивное устройство одного из наиболее распространенных типов таких регуляторов показано на рис. 9.16. Регулятор включает два основных узла: основной регулятор (исполнительный механизм) и командный прибор (вспомогательный регулятор).

Основной регулятор имеет односедельный клапан, связанный через рычажную передачу с плоской мембраной.

Импульс начального давления под эту мембрану подается через калиброванное отверстие в перегородке, отделяющей мембранную полость от клапанной.

Поступление газа в надмембранную полость осуществляется через командный прибор, редуцирующий начальное давление до необходимой величины.

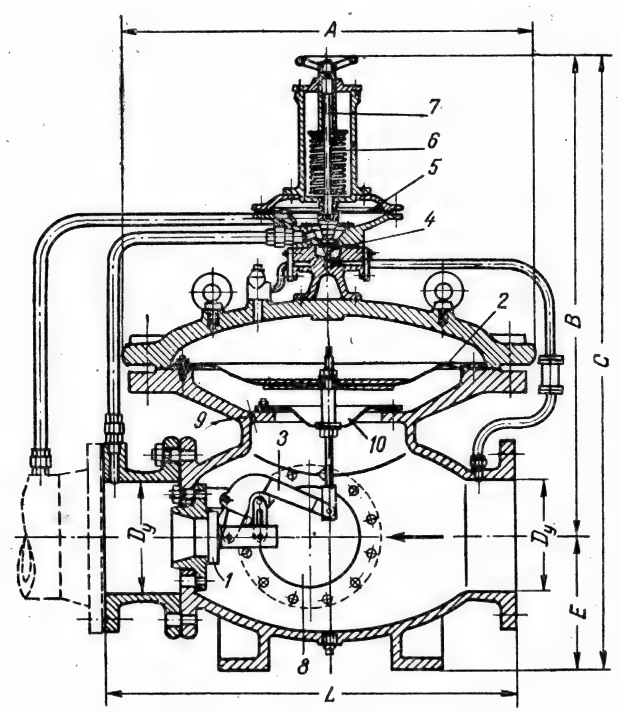


Рис. 9.16. Регулятор давления с командным прибором:

1 — односедельный клапан; 2 — мембрана исполнительного механизма; 3 — рычажная передача; 4 — золотник; 5 — мембрана командного прибора; 6 — пружина; 7 — нажимной винт; 8 — лаз; 9 — импульсное отверстие; 10 — диафрагма.

Регулирующим органом командного прибора является золотник, связанный с мембраной прибора, воспринимающей импульс конечного давления.

Уравновешивание усилия конечного давления на мембрану командного прибора осуществляется с помощью пружины, управляемой нажимным винтом.

Особенностью регуляторов давления этой конструкции является то, что поток газа направлен на тыльную часть клапана, что предотвращает затворную поверхность от быстрого износа и оседания на ней пыли. Такое направление потока одновременно способствует плотности запирания прохода при отсутствии расхода газа.

Рассматриваемые регуляторы выпускаются серийно народным предприятием Механик-Газелан с тремя разновидностями командных приборов, позволяющими применять одни и те же исполнительные механизмы регуляторов для разных диапазонов настройки регулируемого давления (табл. 9.12).

Таблица 9.12

Пределы изменения конечного давления регуляторов в зависимости от принятых у командных приборов размеров мембран и пружин

Тип командного прибора	Диапазон конечного давления, *мм* вод. ст.			Размеры пружин $d \times D \times l$, *мм*
Для низких давлений	При применении мембран с $D_1 = 390$ и $D_2 = 270$			
	50—150 100—300 200—600 300—1100			4×57×180 5×58×180 6×59×180 7×60×180
Для средних давлений	При применении мембран с $D_1 = 266$			
	$D_2 = 150$ $D_1 = 266$ $D_3 = 200$ 150—400 250—900 450—1700 750—3000	$D_2 = 105$ $D_1 = 266$ $D_3 = 155$ 250—750 450—1650 800—3200 1300—5500	$D_2 = 70$ $D_1 = 266$ $D_3 = 113$ 500—1500 900—3300 1550—6400 2600—11000	4×57×180 5×58×180 6×59×180 7×60×180
Для высоких давлений	При применении мембран с $D_1 = 190$			
	трехслойных клееных	четырехслойных клееных		
	$D_2 = 40$ $D_1 = 190$ $D_3 = 100$	$D_2 = 40$ $D_1 = 190$ $D_3 = 80$		
	1—3 *кГ/см*²	3—8 *кГ/см*² 8—10 *кГ/см*²		7×40×150 8,5×40×150 9×40×150

Командный прибор (рис. 9.17,*а*) служит для среднего и низкого конечного давлений, а командный прибор (рис. 9.17,*б*) для высоких конечных давлений.

Конструктивно регуляторы давления выпускаются двух модификаций: для начальных давлений до 10 *кГ/см*² и до 25 *кГ/см*². В последних размеры клапанных отверстий исполнительных механизмов делаются уменьшенных размеров, что приводит к некоторому снижению их пропускной способности при равноценных с первыми перепадах давлений.

Габаритные размеры регуляторов давления приведены в табл. 9.13, а их пропускная способность для газа с удельным весом 0,6 *кГ/нм*³ на рис. 9.18.

Разновидностью рассмотренного типа регуляторов давления с командными приборами являются регуляторы РДС (рис. 9.19), серийно выпускаемые машиностроительным заводом г. Лебедянь, заводами Ленсовнархоза, Московским газовым и Саратовским заводами. Эти регуляторы

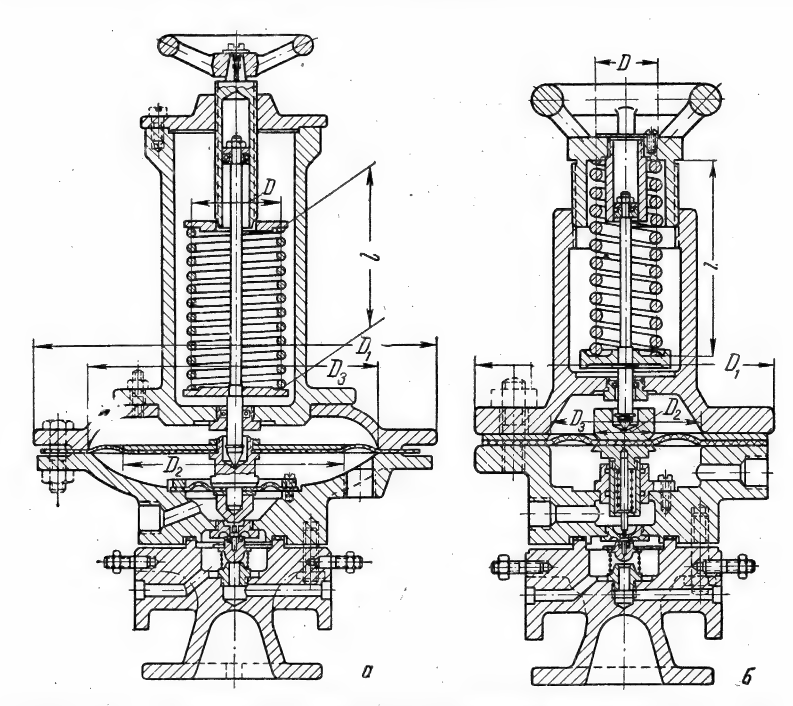


Рис. 9.17. Командные приборы регуляторов давления: *а* — для низких и средних конечных давлений; *б* — для высоких конечных давлений.

Таблица 9.13

Габаритные размеры регуляторов давления с командными приборами
(к рис. 9.16)

	$P_у=10$ *кГ/см²*					$P_у=25$ *кГ/см²*				
$D_у$	*A*	*B*	*C*	*E*	*L*	*A*	*B*	*C*	*E*	*L*
80	480	740	880	140	500	480	785	925	140	500
100	535	757	947	190	500	535	785	975	190	500
150	535	757	947	190	500	535	785	975	190	500
200	735	875	1115	240	720	735	947	1187	240	720
300	820	975	1275	300	750	820	1052	1352	300	750

давления изготавливаются для начальных давлений 3, 10 и 12 *кГ/см²* и конечных давлений от 50 до 11 000 *мм* вод. ст.

Широкий диапазон начальных и конечных давлений позволяет использовать регуляторы РДС для абсолютного большинства городских и местных регулирующих установок, питающих газом городские и объектовые газопроводы низкого и среднего давлений.

Регуляторы РДС состоят из двух основных взаимно связанных узлов: основного регулятора давления (исполнительного механизма) и вспомогательного регулятора давления (командного прибора) РУН-1-00 (рис. 9.20).

Исполнительный механизм регулятора снабжен односедельным клапаном с уплотнением из газо-, бензо- и морозостойкой резины, обеспечивающими плотное отключение при отсутствии расхода газа. Особенностью

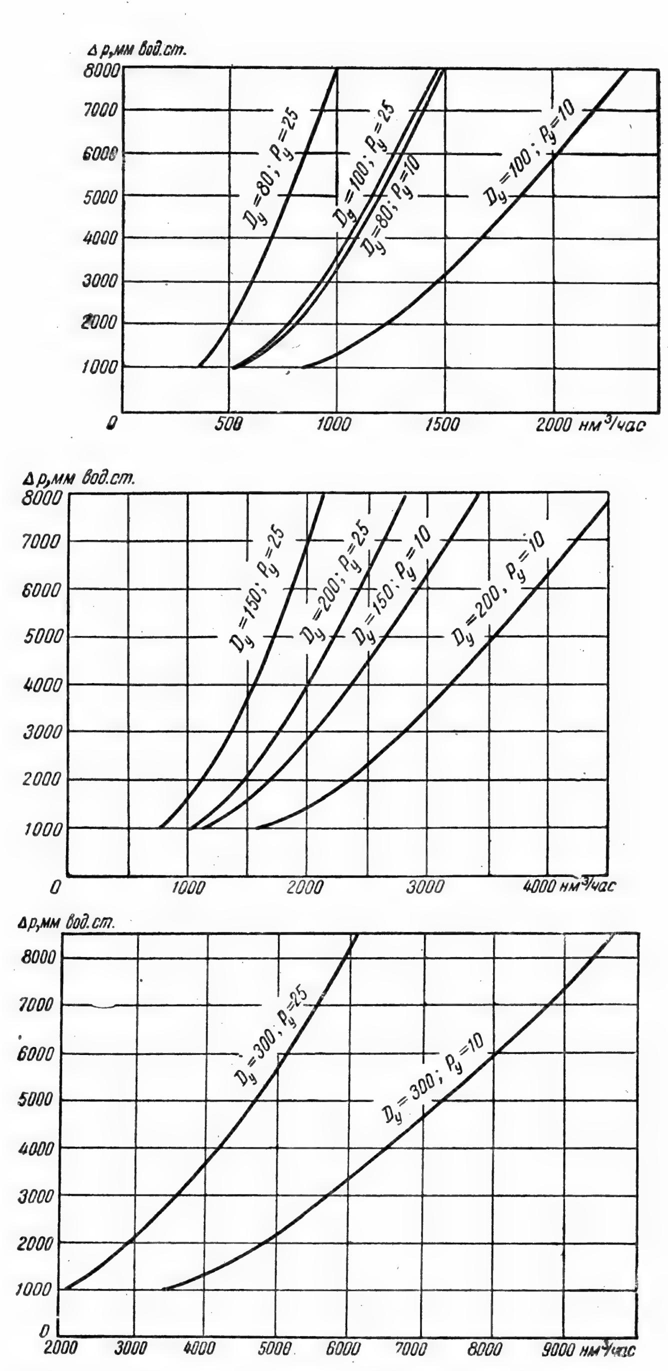


Рис. 9.18. Графики пропускной способности регуляторов давления.

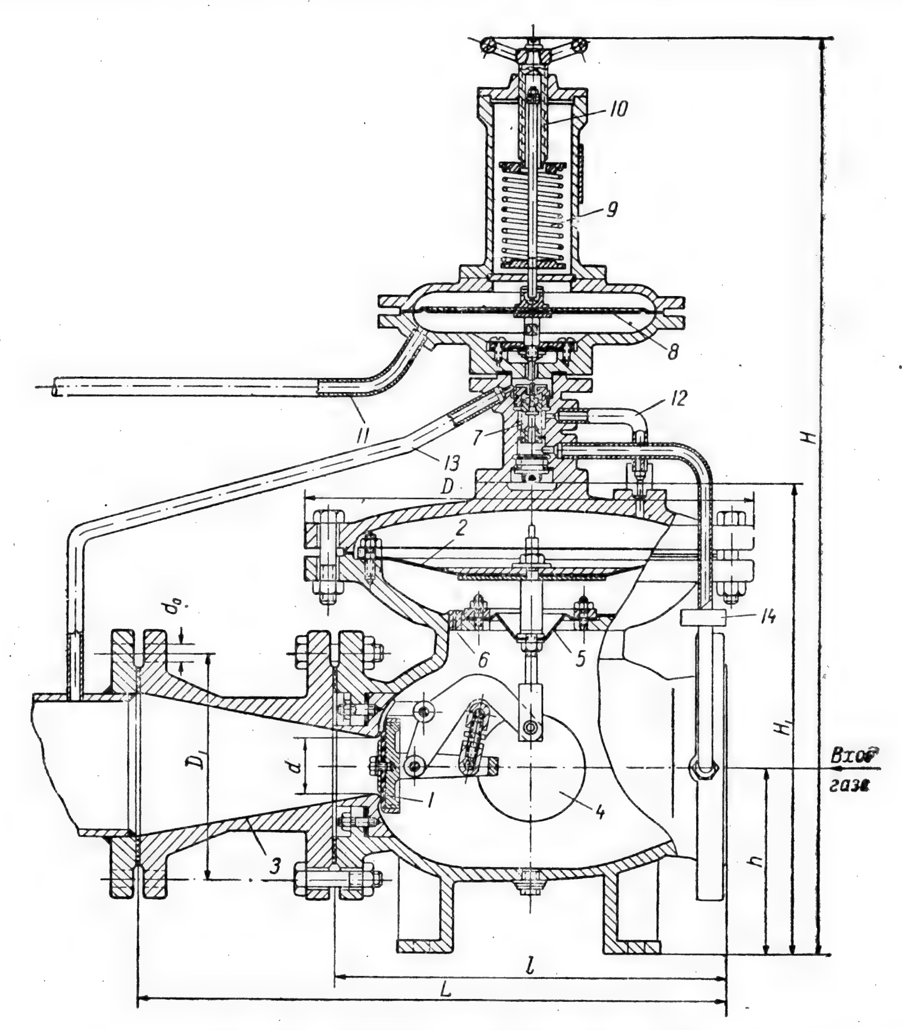


Рис. 9.19. Регулятор давления типа РДС:

1 — мягкий клапан; *2* — мембрана исполнительного механизма; *3* — диффузор; *4* — крышка для чистки дроссельного органа; *5* — диафрагма; *6* — калиброванное отверстие; *7* — клапан командного прибора; *8* — мембрана командного прибора; *9* — цилиндрическая пружина; *10* — нажимной винт; *11* — импульсная трубка конечного давления; *12* — перепускная трубка; *13* — трубка сброса газа; *14* — фильтр.

этих регуляторов является наличие диффузора, уменьшающего потери давления и несколько увеличивающего пропускную способность (коэффициент расхода составляет от 0,75 до 0,8).

Габаритные размеры и пропускная способность выпускаемых регуляторов давления приведены в табл. 9.14.

Величина конечного давления зависит от размера мембраны командного прибора и размеров пружины.

Изменение активной площади мембраны командного прибора достигается установкой колец и дисков (рис. 9.21). Так, для давления после регулятора до 1600 *мм* вод. ст. размер диска $D_т$ составляет 215 *мм*, до 3000 *мм* вод. ст. — $D_т = 150$ *мм*, а $D_к = 200$ *мм*, до 5500 *мм* вод. ст. —

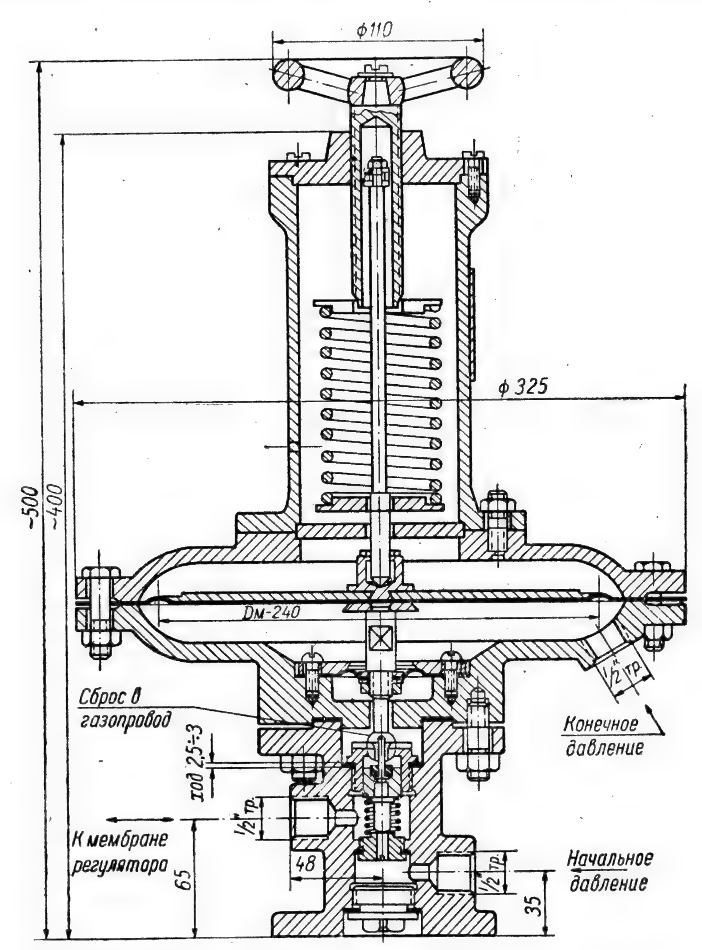


Рис. 9.20. Командный прибор к регулятору давлений РДС типа РУН-1-00.

Таблица 9.14

Пропускная способность и основные размеры регуляторов давления типа РДС

Типы регуляторов	Условный проход, D_y	Диаметр прохода клапанного отверстия (d), *мм*	Пропускная способность, *м³/час* при $\gamma = 1$ *кГ/м³* и $\Delta P = 1000$ *мм* вод. ст.	Размеры, *мм*								Количество отверстий	Вес, *кГ*
				L	l	D	H	H_1	h	D_1	d_0		
РДС-80	80	34	360	511	420	480	960	—	180	—	18	8	182
РДС-100	100	42	510	541	420	480	985	485	190	180	18	8	224
РДС-150	150	62	1300	627	420	480	1008	508	220	240	23	8	237
РДС-200	200	90	2500	842	572	690	1177	677	260	295	23	12	336
РДС-300	300	140	6000	1303	810	920	1387	887	330	400	23	12	596

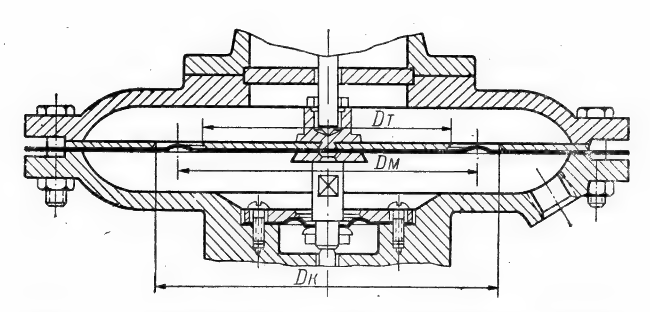


Рис. 9.21. Мембранная головка командного прибора РУН-1-00.

$D_т$ = 105 *мм*, а $D_к$ = 155 *мм* и до 11 000 *мм* вод. ст. — $D_т$ = 70 *мм*, а $D_к$ = 120 *мм*.

Размеры мембран и пружин в зависимости от величины конечного давления приведены в табл. 9.15.

Таблица 9.15

Величина конечных давлений газа в зависимости от размеров мембран и пружин командного прибора РУН-1-00

Размеры пружин	Давление после регулятора, *мм*. вод. ст. при рабочем диаметре мембраны $D_м$				Давление после регулятора, *мм* вод. ст. при свободном состоянии пружины и рабочем диаметре мембраны $D_м$			
	$D_м$=240	$D_м$=175	$D_м$=130	$D_м$=95	$D_м$=240	$D_м$=175	$D_м$=130	$D_м$=95
4×57×180	50—215	150—400	250—750	500—1500	29	54	82	147
5×58×180	135—480	250—900	450—1650	900—3300	32	60	92	167
6×59×180	240—910	450—1700	800—3200	1550—6400	36	67	105	191
7×60×180	400—1600	750—3000	1300—5500	2600—11000	39	74	120	220

В последнее время регуляторы давления типа РДС выпускаются Московским газовым заводом с командными приборами конструкции инж. Казанцева в двух модификациях: КН-2-00 и КВ-2-00 (рис. 9.22)*.

Конструктивное устройство, принцип действия и габаритные размеры обеих модифицикаций приборов одинаковы (высота 154 *мм*, диаметр 160 *мм*).

Различие приборов заключается только в размерах активной площади мембран и размерах регулировочных пружин. В командном приборе КН-2-00 мембрана работает всей площадью, а в приборе КВ-2-00 ее активная площадь уменьшена за счет установки кольца.

Регуляторы давления с командными приборами КН-2-00 предназначены для начальных давлений до 12 $кГ/см^2$ и конечных давлений от 50 до 6000 *мм* вод. ст.

---

* Этим же заводом освоено производство малогабаритных регуляторов давления типов РДУК-100 и РДУК-200 с командными приборами КН2-00 и КВ2-00, предназначенных для начальных давлений до 12 $кГ/см^2$ и конечных давлений от 0,005 до 6 $кГ/см^2$. Пропускная способность регуляторов укладывается в пределы от 500 до 4000 $м^3/час$ при $\Delta P = 1000$ *мм* вод. ст. и $\gamma = 1{,}0$ $кГ/м^3$.

Регуляторы давления с командными приборами КВ-2-00 предназначены для начальных давлений до 12 *кГ/см*² и конечных давлений: при пружине с диаметром проволоки 5 *мм* от 0,3 до 3,0 *кГ/см*²; при пружине с диаметром проволоки 6 *мм* от 1,0 до 6,0 *кГ/см*².

Настройка регулятора на необходимое конечное давление производится нажимным винтом *10*, изменяющим величину усилия регулировочной пружины *9* на мембрану командного прибора *7*. Система находится в равновесии, когда усилие пружины, воздействующее на нижнюю часть мембраны, компенсируется конечным давлением газа, поступающего по импульсной трубке *21* в надмембранное пространство командного прибора.

Клапан *11* командного прибора при этом открыт на некоторую величину и пропускает газ на сброс по трубке *22* в количестве, обеспечивающем равновесие регулирующей системы.

При снижении конечного давления газа (что происходит при увеличении расхода) снизится и давление в надмембранной полости командного прибора, что приведет к перемещению мембраны *14* и толкателя *13* вверх, открытию клапана *11* на большую величину и увеличению сброса газа через трубку *22* в газопровод конечного давления. Это, в свою очередь, приведет к уменьшению давления газа в надмембранной полости исполнительного механизма *7*, подъему мембраны *2* вверх и большему открытию клапана *1*.

Увеличение открытия клапанов *11* и *1* будет происходить до тех пор, пока конечное давление газа не поднимется до ранее установленного

При увеличении конечного давления газа (что происходит при уменьшении расхода газа) процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

Для обеспечения устойчивой и спокойной работы регулирующей системы (без качки) при значительных изменениях расхода газа в обвязку регулятора встроен дроссель *16* и уравнительный клапан *17*. Дроссель *16*, представляющий собой калиброванное отверстие, служит для дросселирования газа начального давления, поступающего в надмембранное пространство исполнительного механизма *7* по стойке *18* и на сброс в газопровод конечного давления по трубке *22*.

Уравнительный клапан *17* служит для ограничения изменения давления в надмембранной полости исполнительного механизма и, как следствие, плавного открытия его регулирующего клапана при резком увеличении расхода газа.

Для этой цели пружина клапана регулируется так, что при резком открытии клапана *11* газ начального давления на сброс будет поступать не только через отверстие в уравнительном клапане (что происходит при нахождении системы в равновесии или незначительном изменении расхода газа), но и через сам клапан, который откроется за счет резкого увеличения перепада давления. Это и обеспечивает плавное уменьшение давления в надмембранной полости исполнительного механизма *7* и плавное открытие регулирующего клапана *1*.

Для ряда установок с небольшими тепловыми нагрузками целесообразна подача им газа стабильного среднего давления.

Для этой цели необходимы регуляторы с малой пропускной способностью конечного среднего давления.

Такие регуляторы в настоящее время компонуются из рассмотренных выше регуляторов конечного низкого давления типов РД-32 и РД-50 и командных приборов к ним.

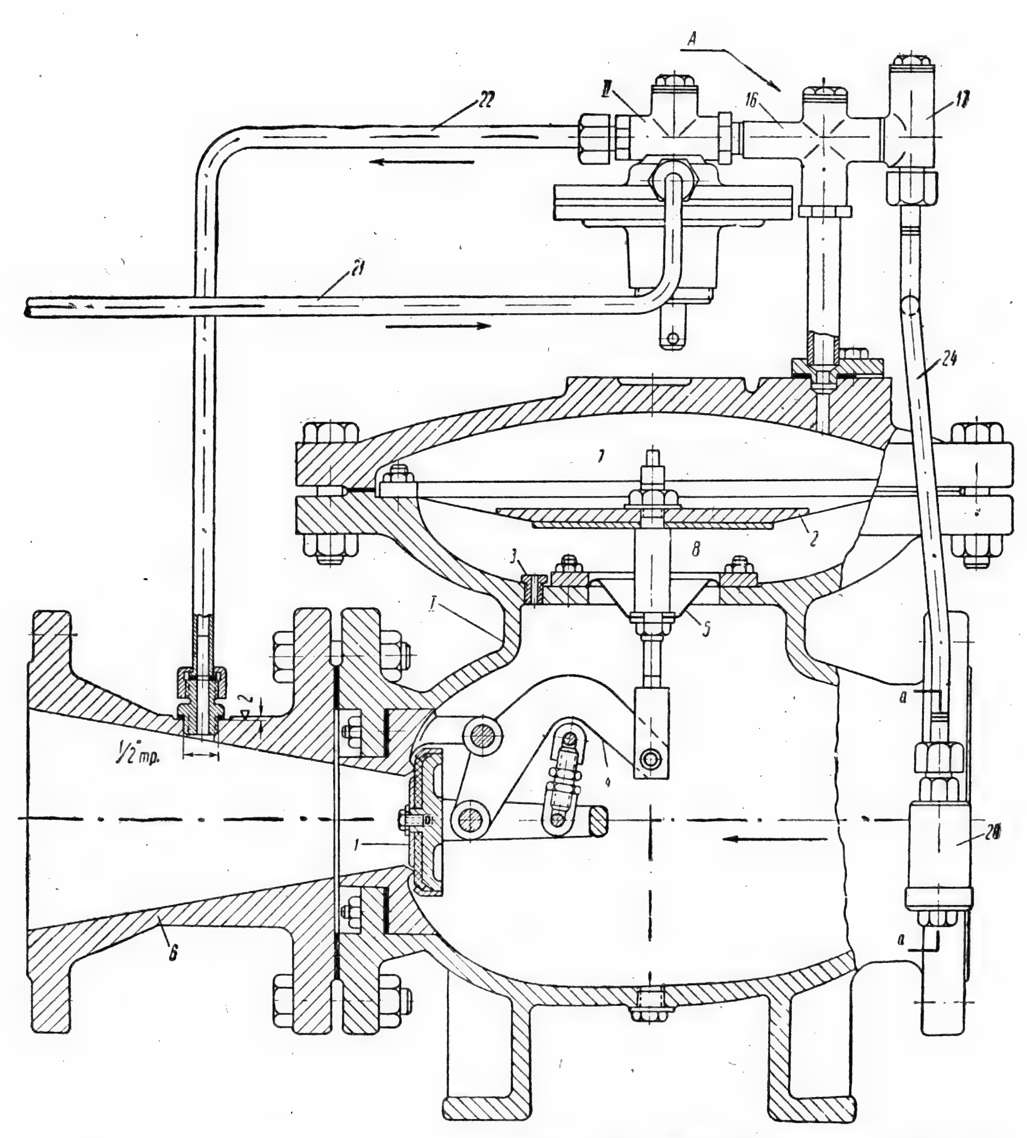
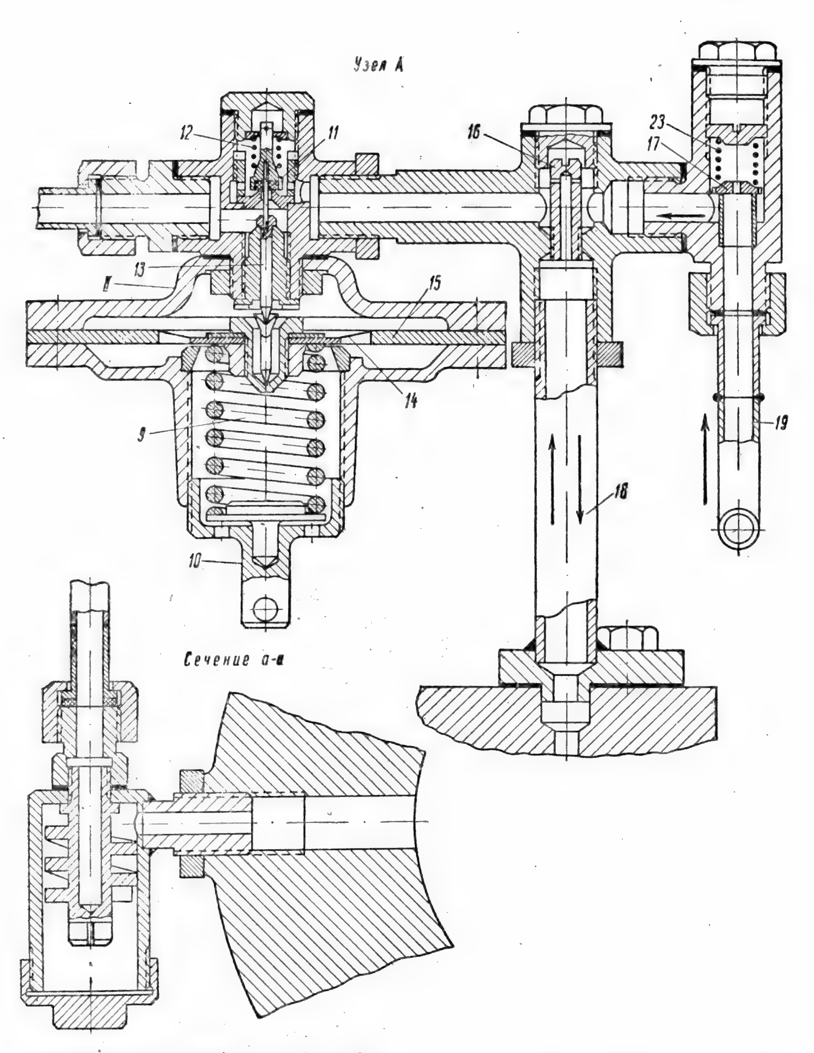


Рис. 9.22. Регулятор давления типа РДС

I — основной регулятор давления (исполнительный механизм): *1* — регулирующий клапан; *2* —
7 — надмембранное пространство; *8* — подмембранное пространство. *II* — командный прибор:
толкатель; *14* — мембрана; *15* — кольцо для уменьшения активной площади мембраны (только
трубка начального давления; *20* — фильтр; *21* — импульсная трубка конечного давления; *22* —
трубка началь



с командным прибором КВ-2-00.

мембрана; *3* — импульсное отверстие; *4* — рычажная передача; *5* — диафрагма; *6* — диффузор; *9* — регулировочная пружина; *10* — нажимной винт; *11* — клапан; *12* — пружина клапана; *13* — для прибора КВ-2-00); *16* — дроссель; *17* — уравнительный клапан; *18* — стойка; *19* — импульсная трубка сброса газа; *23* — регулировочная пружина дифференциального клапана; *24* — импульсная ного давления.

Габаритные размеры этих регуляторов (типа РСД-32 и РСД-50) приведены на рис. 9.23, а их характеристики в табл. 9.16.

Таблица 9.16

Характеристики регуляторов давления типов РСД-32 и РСД-50

Тип регулятора	Условный проход $D_у$, *мм*	Максимально допустимое давление перед регулятором, *кГ/см²*	Выходное (конечное) давление, *мм* вод. ст.		Диаметр клапана, *мм*	Пропускная способность (при $\Delta P = 1000$ *мм* вод. ст., $\gamma = 1$ *кГ/нм³* и $P_к = 1{,}01$ *ата*), *нм³/час*
			минимальное	максимальное		
РСД-32	32	3	1000	11 000	5,0	5,0
	32	3	1000	11 000	6,5	8,5
	32	3	1000	11 000	9,5	18,0
РСД-50	50	3	1000	11 000	13,0	35,0
	50	3	1000	11 000	19,0	75,0
	50	3	1000	11 000	25,0	130,0

Регуляторы этого типа выпускаются заводами Ленсовнархоза и газоремонтным заводом управления «Ленгаз».

3. Регуляторы давления непрямого действия *

Из автоматических регуляторов давления непрямого действия наибольшее распространение в практике газоснабжения городов и предприятий получили пневматические регуляторы. Они применяются на газораспределительных и газгольдерных станциях, а также на крупных городских и промышленных установках, регулирующих давление газа, на которых не могут быть использованы регуляторы давления прямого действия.

Принципиальная схема действия простейшего пневматического регулятора давления (рис. 9.24) заключается в следующем: сжатый воздух или газ постоянного давления после очистки в фильтре подается через калиброванное отверстие *1* к соплу струйной трубки *2* и в надмембранную полость *3* исполнительного механизма *6*. Величина давления, воздействующего на мембрану *8* исполнительного механизма, зависит от величины открытия сопла заслонкой *4*, кинематически связанной с геликоидальной пружиной *5* командного прибора. Если конечное давление, зависящее от величины расхода газа, изменится, то изменится и воздействие регулируемого давления на пружину командного прибора. Это приведет к отклонению конца пружины и связанной с ней заслонки, что вызовет изменение расхода сжатого воздуха (газа) через сопло, изменение давления, воздействующего на мембрану, и, как следствие, перемещение регулирующего клапана *9*.

С целью ограничения степени неравномерности регулирования малой величиной большинство современных командных приборов оснащаются упругой обратной связью, называемой изодромом**.

* В книге рассматриваются только пневматические регуляторы давления, так как гидравлические регуляторы непрямого действия в системах газоснабжения городов имеют весьма ограниченное применение. Устройство последних и область их применения подробно рассмотрены в книге К. А. Миронова и Л. И. Шипетина «Теплотехнические измерительные приборы и автоматические регуляторы» (1958).

** Обратной связью называются устройства, устраняющие перерегулирования, т. е. способствующие клапану занимать положения, при которых происходит восстановление заданного давления.

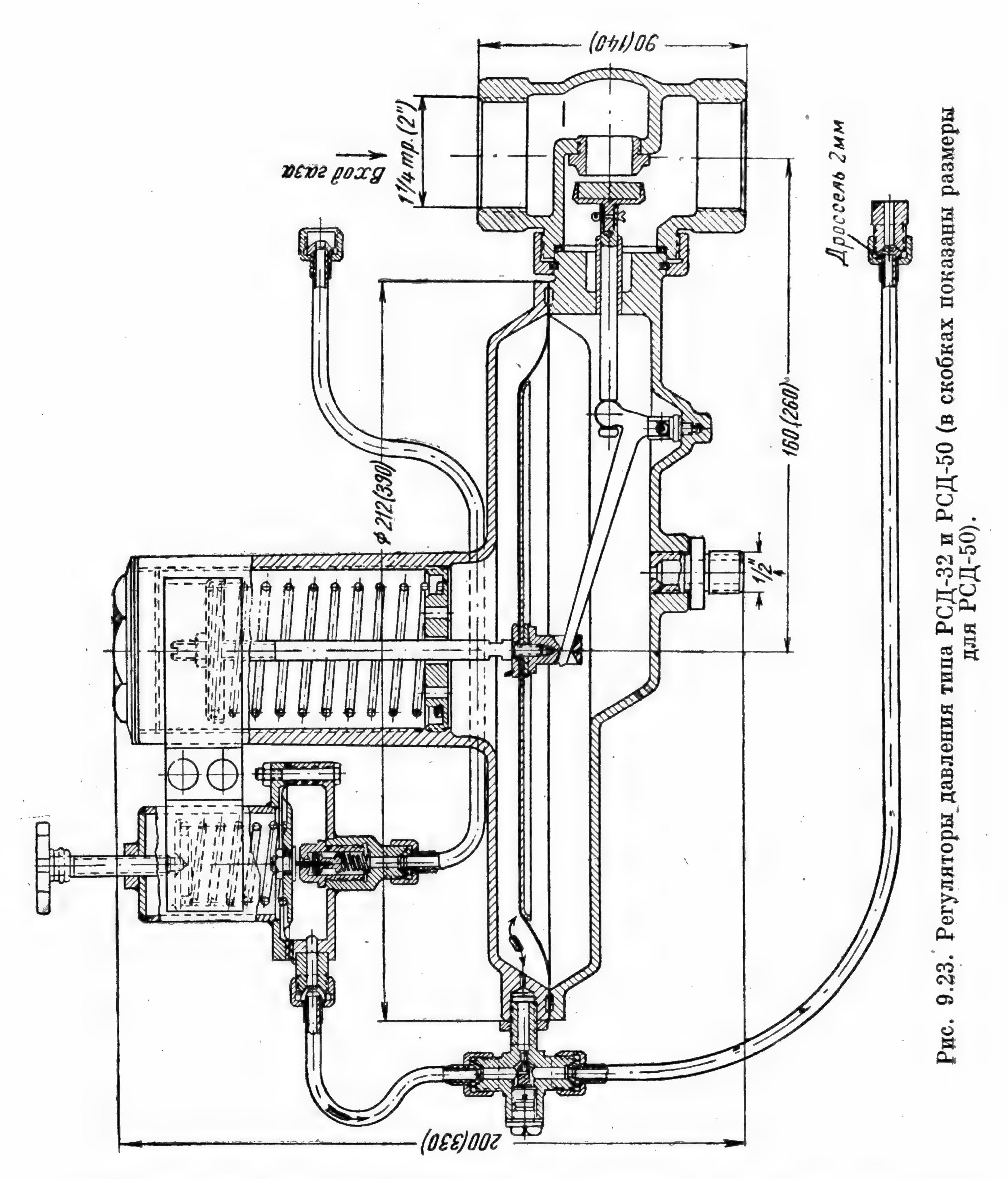


Рис. 9.23. Регуляторы давления типа РСД-32 и РСД-50 (в скобках показаны размеры для РСД-50).

Принцип действия обратной связи приведен на схеме рис. 9.25. При уменьшении расхода газа возрастет конечное давление, которое, воздействуя по импульсной трубке *2* на пружину *1*, приведет к отдалению заслонки *3* от сопла струйной трубки *4*. Это вызовет снижение давления в сильфоне *8*, его сжатие и подъем шарикового клапана *7*, регулирующего выход командного воздуха (газа) в атмосферу.

Уменьшение выхода воздуха в атмосферу приведет к увеличению его давления на мембрану исполнительного механизма *6*, в результате чего регулирующий клапан опустится и сократит поступление газа в расходный газопровод.

Одновременно повышенное давление, воздействуя на сильфон *9*, приведет к его сжатию и вытеснению из него части воздуха в сильфон *10*,

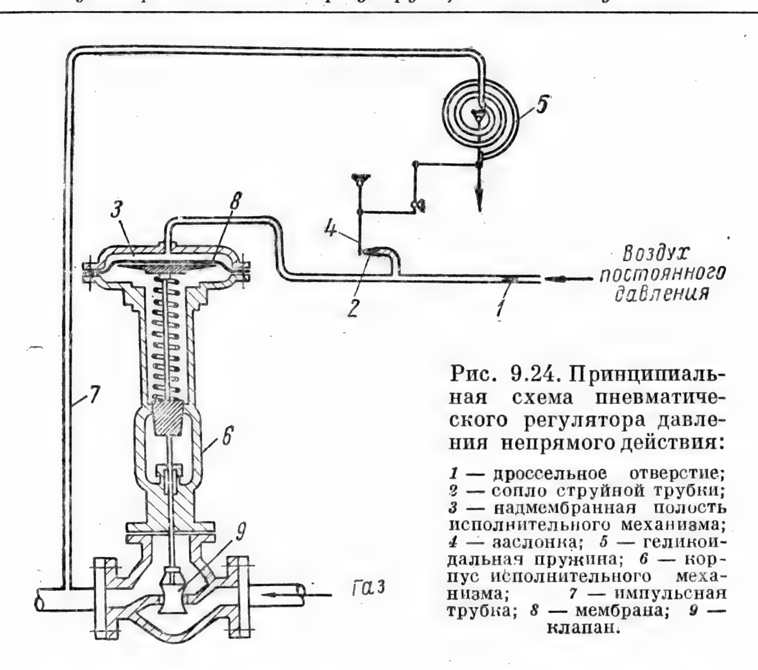


Рис. 9.24. Принципиальная схема пневматического регулятора давления непрямого действия:

1 — дроссельное отверстие; *2* — сопло струйной трубки; *3* — надмембранная полость исполнительного механизма; *4* — заслонка; *5* — геликоидальная пружина; *6* — корпус исполнительного механизма; *7* — импульсная трубка; *8* — мембрана; *9* — клапан.

который, расширяясь с помощью тяги, передвинет заслонку *3* в обратном направлении, чем и осуществится обратная связь.

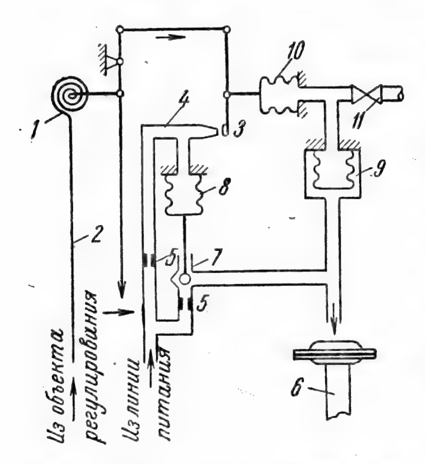


Рис. 9.25. Схема регулятора (командного прибора) с упругой обратной связью (изодромом):

1 — геликоидальная пружина; *2* — импульсная трубка; *3* — заслонка; *4* — струйная трубка; *5* — дроссели; *6* — исполнительный механизм; *7* — шариковый клапан; *8*, *9* и *10* сильфоны; *11* — дроссельный вентиль.

Интенсивность действия обратной связи регулируется величиной открытия дроссельного вентиля *11*.

Изодромные регуляторы давления (командные приборы) завода «Теплоконтроль». Принципиальная схема регулятора давления с командным прибором 02-МГ-410 приведена на рис. 9.26, а схема командного прибора на рис. 9.27*.

Прибор имеет два пневмореле: первичное, состоящее из струйной трубки *1* и заслонки *2*, и вторичное (усилительное) *3*, имеющее клапанный механизм, управляемый сильфонами *6*.

Для питания прибора используются сжатый воздух или газ (давлением 1,0—1,1 *кГ/см*²), подаваемые через фильтр *14* и редуктор *11*. Первичному реле давление питательной среды передается через дроссель постоянного сечения *13*, а вторичному через регулируемый дроссель (сопло) *8*.

Принцип действия прибора заключается в следующем.

При увеличении расхода газа его давление после клапана исполнительного механизма снизится. Это приведет к тому, что чувствительный

* Командные приборы 02-МГ-410 в настоящее время не выпускаются, но в эксплуатации их находится значительное количество.

элемент (геликоидальная пружина) *А* сожмется и через систему рычагов и тяг переместит заслонку *2* вправо, открывая выход командному воздуху (газу) через сопло струйной трубки *1* в атмосферу.

Увеличение выхода командного воздуха приведет к снижению давления над сильфонами *6*, их разжатию и закрытию с помощью штока *7* и клапана *9* сопла *8*. Одновременно клапан *9* откроет сопло *10*, через которое командный воздух (газ) будет выходить в атмосферу.

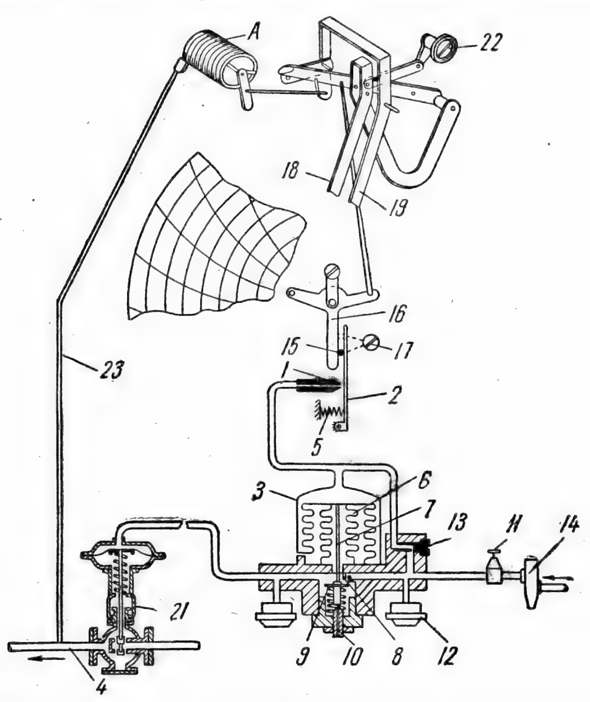


Рис. 9.26. Принципиальная схема регулятора давления непрямого действия с командным прибором 02-МГ-410:

1 — струйная трубка; *2* — заслонка; *3* — вторичное пневмореле; *4* — расходный газопровод; *5* — пружина заслонки; *6* — сильфоны вторичного пневмореле; *7* — шток; *8* — сопло; *9* — клапан; *10* — сопло для стравливания командного воздуха (газа); *11* — редуктор; *12* — манометр для контроля давления командного воздуха; *13* — дроссель постоянного сечения; *14* — фильтр; *15* — палец; *16* — трехплечий рычаг; *17* — шкала для настройки чувствительности (настройки скоростей и величин угловых перемещений заслонки *2*); *18* — стрелка задания регулируемого давления; *19* — контрольная стрелка; *20* — сектор шкалы настройки; *21* — исполнительный механизм; *22* — привод для механического (ручного) управления заслонкой *2*; *23* — импульсная трубка.

Все это приведет к снижению давления командного воздуха в надсильфонном пространстве и надмембранном пространстве исполнительного механизма и к открытию клапана на величину до наступления равновесия.

При уменьшении расхода газа весь процесс произойдет в обратном порядке.

Схема устройства второго более совершенного, выпускаемого серийно в настоящее время командного прибора типа 04-МСТМ-410 (прежнее обозначение 04-МГ-410) приведена на рис. 9.28.

При отклонении конечного давления газа от заданных величин импульсы чувствительного элемента *А* передаются через тягу *25* рычагу *35* и двухплечному рычагу *36*, связанному с помощью серьги с рычагом *37*.

Последний посредством вертикальной тяги, трехплечного рычага *16* и пальца *15* управляет заслонкой *2* струйной трубки *1*.

Рычаг *16* соединен с вертикальным рычагом *26*, через который передается воздействие на заслонку *2* со стороны обратной связи (изодромного устройства) и устройства настройки пределов регулирования. При помощи указанных рычагов и тяг чувствительный элемент *А* управляет контрольным указателем *19* в виде регистрирующего давление газа пера.

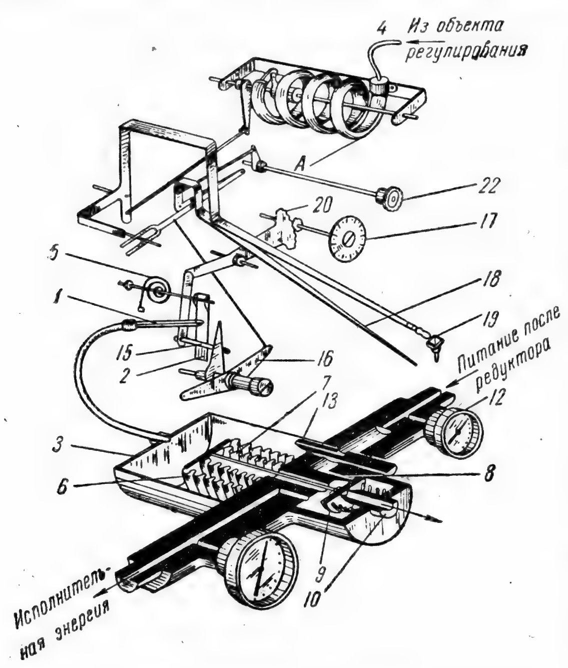


Рис. 9.27. Схема командного прибора 02-МГ-410 (обозначения см. на рис. 9.26).

Управление заслонкой со стороны изодромного устройства происходит благодаря двум сдвоенным сильфонам *23* и *28* и штанге *29*, несущей палец *30*. Последний через рычаг *21* и палец фигурного рычага *20* может отклонять рычаг *26* на оси *31* (закрепленной на стойке *32*) и перемещать заслонку.

Пространства между сильфонами изодрома заполняются жидкостью (толуолом) и сообщаются друг с другом переточной трубкой *33*.

Принцип действия изодромного устройства заключается в следующем: левому сильфону изодрома сообщается давление командной среды, идущей из вторичного реле *3*. По мере изменения этого давления сильфоны левой коробки *24* сжимаются и вытесняют жидкость в правый сильфон, перемещая заслонку штангой *29*, рычагом *30* и другими.

Интенсивность действия изодрома определяется скоростью перетекания жидкости из левой сильфонной коробки в правую, что зависит от величины проходного сечения переточной трубки, размер которого регулируется вручную вращением шкалы *34* и автоматически сильфоном *27*.

Периодическое управление заслонкой при настройке предела дросселирования осуществляется вращением шкалы пределов регулирования *17*, при котором перемещается палец фигурного рычага *20* между нажимным рычагом *21* и рычагом *26*. Это определяет положение заслонки *2*, точку приложения и величину усилий со стороны изодрома на заслонку.

Единовременное управление заслонкой для установления стрелки задания *18* производится с помощью винта *22*.

В настоящее время серийно выпускаются командные приборы типов 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610.

Для перемещения диаграммы записи давлений в приборах 04-МСТМ-410 служит часовой механизм с шестисуточным заводом, а в приборах 04-МСТМ-610 синхронный электродвигатель типа СД-2. Питание синхронного двигателя производится от сети переменного тока

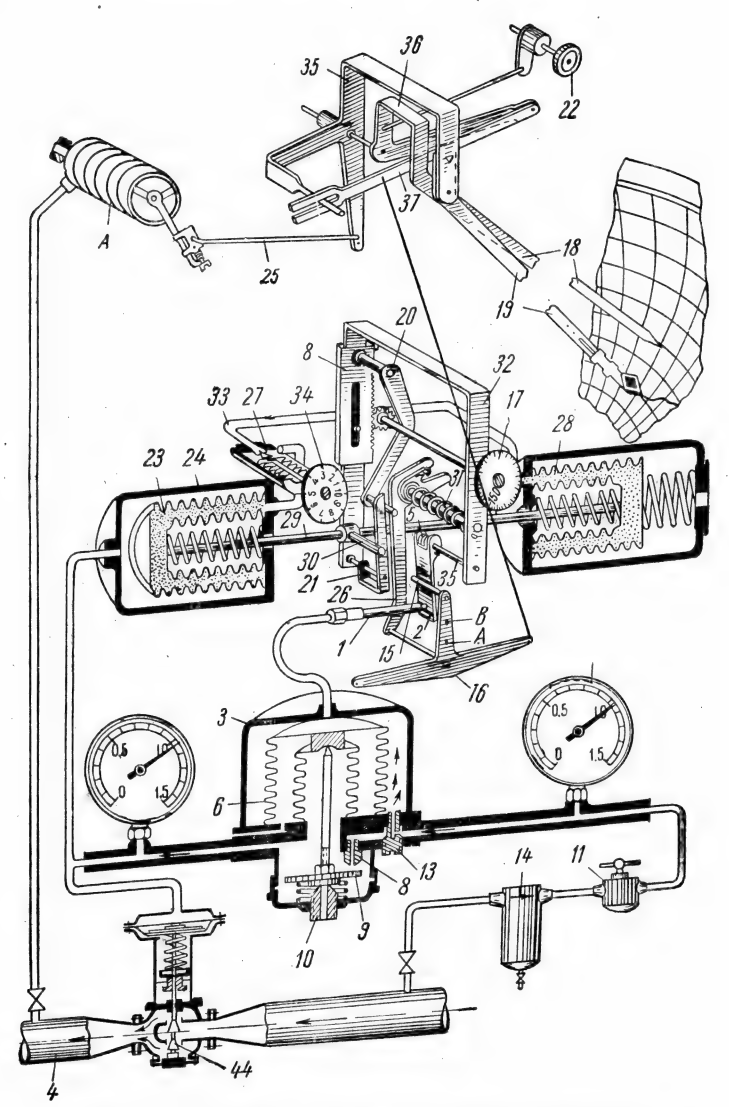


Рис. 9.28. Схема устройства командного прибора 04-МСТМ-410 (обозначения указаны в тексте, а недостающие на рис. 9.26).

напряжением 127 *в*; потребляемая двигателем мощность — 13 *вт*. Время одного оборота — 24 часа с точностью ± 3 мин.

Оба типа приборов выпускаются на следующие пределы показаний регулируемых давлений (в *кГ/см*²): $0 \div 6$; $0 \div 10$; $0 \div 16$; $0 \div 25$; $0 \div 40$; $0 \div 60$; $0 \div 100$; $0 \div 160$.

Основная допустимая погрешность измерительного устройства приборов для пределов показаний до 25 *кГ/см*² составляет $\pm 1{,}5\%$, а для пределов показаний от 40 до 160 *кГ/см*² $\pm 1{,}0\%$.

Температура окружающего воздуха в месте установки приборов должна находиться в пределах $10 \div 60°$ С, а относительная влажность воздуха $30 \div 80\%$.

Габаритные размеры приборов приведены на рис. 9.29.

Давление командного воздуха (газа), поступающего к прибору после редуктора составляет 1,1* $кГ/см^2$; давление командного воздуха (газа), поступающего к исполнительному механизму, изменяется в пределах от 0 до 1 $кГ/см^2$; расход воздуха (газа) на один прибор около 0,5 $м^3/час$.

Комплектно с прибором заводами-изготовителями поставляются редуктор и фильтр для очистки командного воздуха.

Для более низких пределов регулируемых давлений изготовляются пневматические изодромные регуляторы давления (командные приборы) с гармониковой мембраной типов 04-МСС-410 и 04-МСС-610.

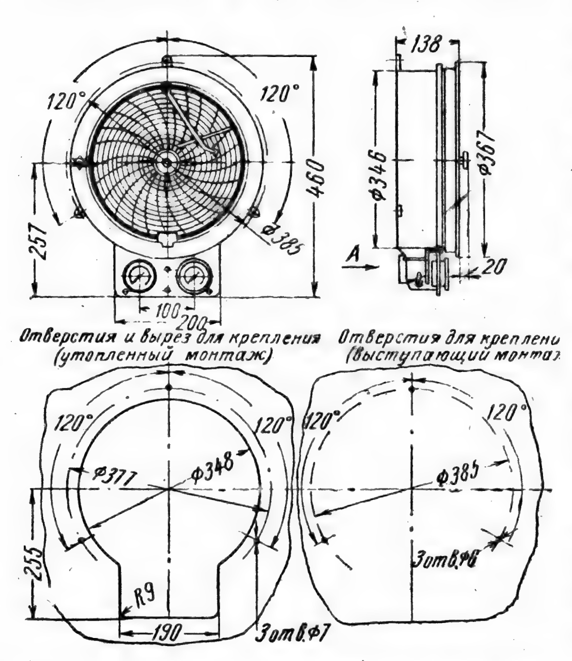


Рис. 9.29. Регуляторы давления пневматические (командные приборы) типов 04-МСТМ-410; 04-МСТМ-610; 04-МСС-410 и 04-МСС-610.

Пределы применения приборов (в $кГ/см^2$) следующие: $0 \div 0{,}6$; $0 \div 1{,}0$; $0 \div 1{,}6$; $0 \div 2{,}5$; $0 \div 4{,}0$.

Принцип действия и конструкция приборов аналогичны описанному (рис. 9.28) прибору 04-МСТМ-410 и отличаются от него только в части измерительного устройства.

Для перемещения диаграммы в приборах 04-МСС-410 служит часовой механизм с шестисуточным заводом, а в приборах 04-МСС-610 синхронный двигатель, питаемый от сети переменного тока напряжением 127 *в*.

Потребляемая мощность привода 13 *вт*. Допустимая погрешность измерительного устройства $\pm 1{,}5\%$.

Габаритные размеры приборов приведены также на рис. 9.29.

Регуляторы давления типов 04-МСТМ-410 и 04-МСС-410 могут устанавливаться во взрывоопасных помещениях. Установка регуляторов типов 04-МСТМ-610 и 04-МСС-610 во взрывоопасных помещениях недопустима.

К числу командных приборов, получивших широкое распространение, относятся и пневматические регуляторы давления типа РД Ленинградского завода «Леннефтекип».

Принципиальная схема этого регулятора и его внешний вид с открытой крышкой приведены на рис. 9.30, а схема установки регулятора и исполнительного механизма (регулирующего клапана) на газопроводе на рис. 9.31.

Регулятор типа РД состоит из чугунного корпуса *1*, в котором смонтирован весь механизм регулятора. Чувствительным элементом регулятора является одновитковая манометрическая пружина *2*, которая в зави-

* Минимальное давление воздуха (газа) на подводе к редуктору — 2,0 $кГ/см^2$, максимальное давление — 10 $кГ/см^2$.

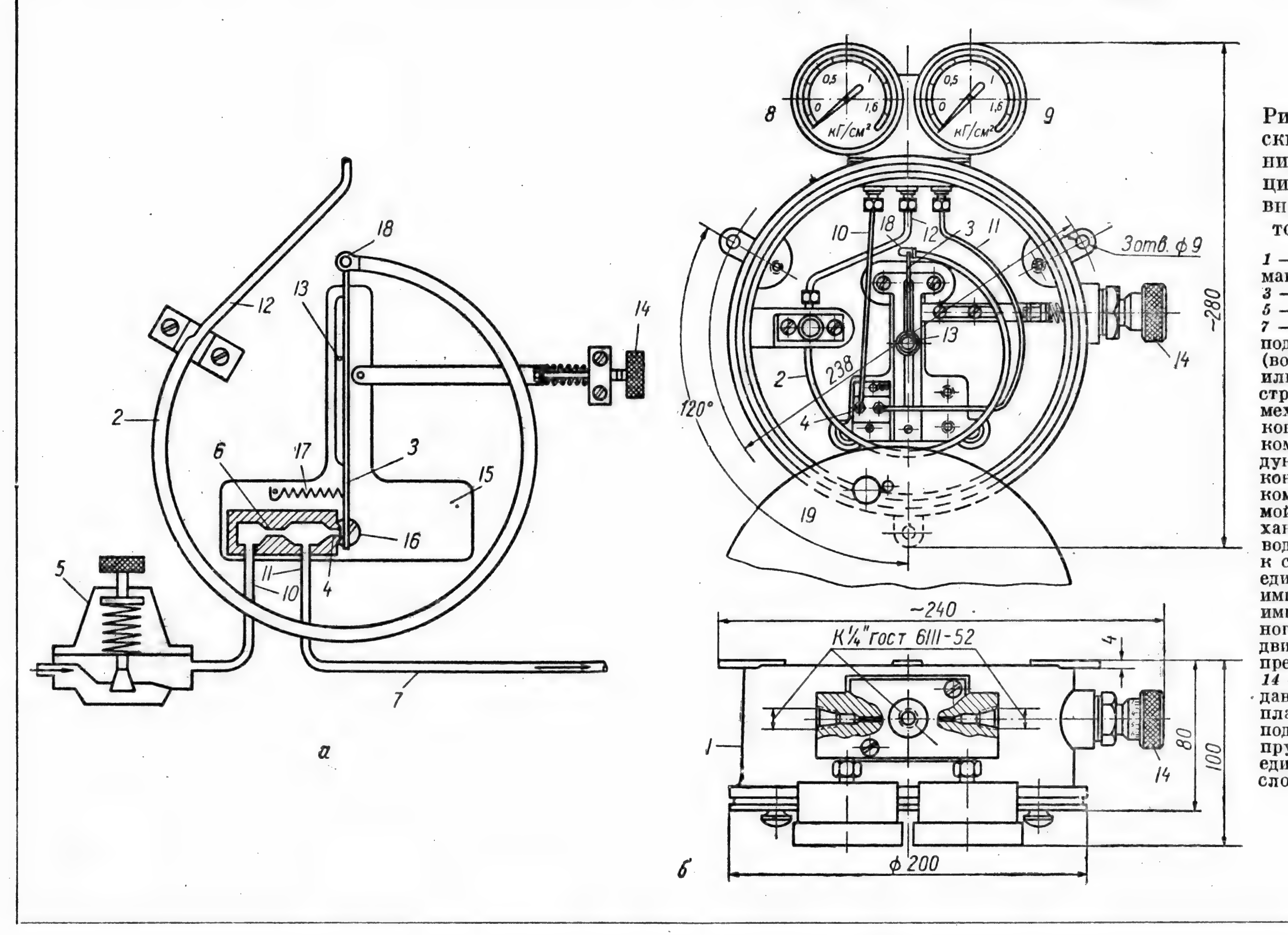


Рис. 9.30. Пневматический регулятор давления типа РД: *а* — принципиальная схема; *б* — внешний вид с откинутой крышкой на 180°:

1 — чугунный корпус; *2* — манометрическая пружина; *3* — заслонка; *4* — сопло; *5* — редуктор; *6* — дроссель; *7* — импульсная трубка, подводящая командный газ (воздух) в надмембранное или подмембранное пространство исполнительного механизма; *8* — манометр, контролирующий давление командной среды, после редуктора; *9* — манометр, контролирующий давление командной среды, подводимой к исполнительному механизму; *10* — трубка, подводящая командную среду к соплу; *11* — трубка, соединяющая корпус сопла с импульсной трубкой *7*; *12* — импульсная трубка конечного давления; *13* — передвижной штифт настройки пределов дросселирования; *14* — рукоятка настройки давления; *15* — подвижная плата; *16* — ось вращения подвижной платы; *17* — пружина; *18* — серьга, соединенная шарнирно с заслонкой; *19* — откидная крышка.

симости от величины импульса конечного давления деформируется и перемещает заслонку *3*, перекрывающую выход командного газа (воздуха) из сопла *4*.

Питающий прибор командный газ (воздух) очищается фильтром (рис. 9.31), дросселируется редуктором *5* до давления 1,3 ÷ 1,5 *кГ/см²* и поступает через дроссель *6* в сопло *4*, сбрасывающее его через корпус в окружающую атмосферу.

Дроссель *6* служит для уменьшения расхода командного газа (воздуха) и снижения динамического воздействия вытекающей из сопла струи на заслонку.

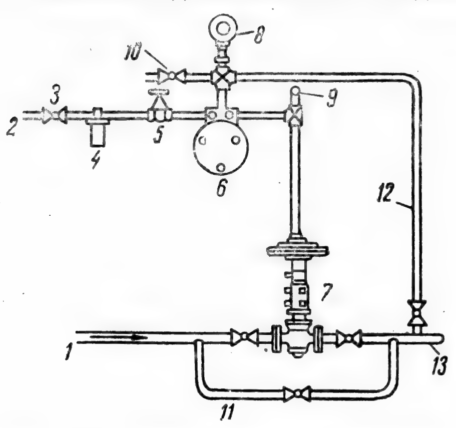


Рис. 9.31. Схема установки регулятора типа РД и исполнительного механизма на газопроводе:

1 — газопровод начального давления; *2* — трубка подачи командной среды; *3* — вентиль; *4* — фильтр; *5* — редуктор; *6* — регулятор давления типа РД; *7* — исполнительный механизм (регулирующий клапан); *8* — манометр после редуктора; *9* — манометр командной среды к исполнительному механизму; *10* — вентиль для продувки; *11* — обвод; *12* — импульсная трубка конечного давления; *13* — газопровод конечного давления.

В зависимости от степени перекрытия сопла заслонкой изменяется расход командной среды и ее давление, передаваемое по трубке *7* в надмембранное или подмембранное пространство (только для клапанов типа ПРК-ВО) исполнительного механизма (регулирующего давление газа клапана).

В этом и заключается принцип регулирования давления газа с помощью регуляторов давления непрямого действия с командными приборами (регуляторами) типа РД.

Давление командной среды после редуктора и давление, подаваемое к исполнительному механизму, контролируются с помощью манометров *8* и *9*.

Настройка чувствительности регулятора, основанная на изменении моментов от действующих на заслонку усилий чувствительного элемента *2* и пружины *17*, производится изменением положения штифта *13*. Движение штифта вверх вызывает увеличение зазора между соплом и заслонкой, что ведет к уменьшению степени дросселирования и увеличению чувствительности. Обратное движение штифта увеличивает степень дросселирования и уменьшает чувствительность прибора.

Настройка прибора на заданное давление осуществляется рукояткой *14*. Вращение рукоятки приводит к передвижению платы *15* вокруг оси, что ведет к уменьшению или увеличению зазора между соплом и заслонкой и соответственному изменению давления командной среды, направляемой по трубкам *11* и *7* к исполнительному механизму.

Регуляторы давления типа РД могут монтироваться в помещениях или в отапливаемых (температура не ниже 0° С) шкафах на открытом воздухе.

При использовании в качестве командной среды газа (расход которого составляет 0,5—0,7 *м³/час*) регуляторы во всех случаях необходимо устанавливать в герметичных шкафах с отводом из них выходящего через сопло газа в безопасное место атмосферы.

Расстояние от исполнительного механизма до регулятора не должно превышать 10 *м*.

Недостатком регуляторов типа РД является отсутствие измерительного устройства и возможности регистрировать ход процесса регулирования, а достоинством — простота изготовления по сравнению с описанными выше приборами.

Модификация выпускаемых приборов РД и пределы настройки регулируемого давления приведены в табл. 9.17.

Таблица 9.17

Модификация и основные характеристики пневматических регуляторов давления типа РД

Типы регуляторов	Статическое давление, *кГ/см²*	Пределы настройки регулируемого давления, *кГ/см²*
РД-4	4,0	$1,0 \div 3,0$
РД-5	5,0	$1,0 \div 4,0$
РД-8	8,0	$2,0 \div 6,0$
РД-16	16,0	$3,0 \div 12,0$
РД-30	30,0	$6,0 \div 24,0$

В комплект поставки регулятора входят: регулятор давления типа РД, фильтр и редуктор, рассчитанные на давление подводимой командной среды до 10 *кГ/см²*

Исполнительные механизмы пневматических регуляторов давления. В качестве исполнительных механизмов пневматических регуляторов давления непрямого действия применяются мембранные (рис. 9.32—9.34).

Принцип действия мембранных исполнительных механизмов заключается в следующем: при увеличении давления командного воздуха (газа), подаваемого в надмембранную полость, пружина мембранного привода сжимается, и шток с клапаном опускается, изменяя свободное сечение для прохода газа. При снижении давления на мембрану шток и клапан под воздействием пружины поднимаются.

Полное перемещение штока регулирующего клапана происходит при изменении давления командной среды от 0 до 1,0 *кГ/см²* с отклонением $\pm 0,05$ *кГ/см²*.

Мембранные исполнительные механизмы выпускаются с двумя видами клапанов: ВЗ (воздух закрывает) и ВО (воздух открывает).

В первых при повышении давления командной среды клапан, перемещаясь вниз, закрывает проходное сечение, а во вторых, при тех же условиях открывает проход для пропуска газа. При прекращении подачи командной среды в клапанах ВЗ проходное сечение будет полностью открытым, а в клапанах ВО закрытым *.

По этим причинам для предотвращения попадания газа начального давления в городские или объектовые газопроводы при прекращении подачи командной среды целесообразно применять исполнительные механизмы с клапанами ВО.

Выпускаемые заводами мембранные исполнительные механизмы снабжаются клапанами четырех видов регулировочных характеристик: двухпозиционной, линейной, логарифмической и параболической.

* При использовании мембранных исполнительных механизмов следует иметь в виду, что двухседельные клапаны в положении «закрыто» не обеспечивают абсолютного отключения при отсутствии расхода газа.

Клапаны с двухпозиционной характеристикой (рис. 9.32 исполнение 25ч30нжII и 25ч32нжII) имеют тарельчатую форму. Эти клапаны носят название быстродействующих, так как максимальное проходное сечение обеспечивается уже при подъеме клапана, равном 0,25 $D_у$.

Клапаны с линейной и логарифмической характеристиками (рис. 9.32 исполнение 25ч30нжI и 25ч32нжI) наиболее часто выполняются сплош-

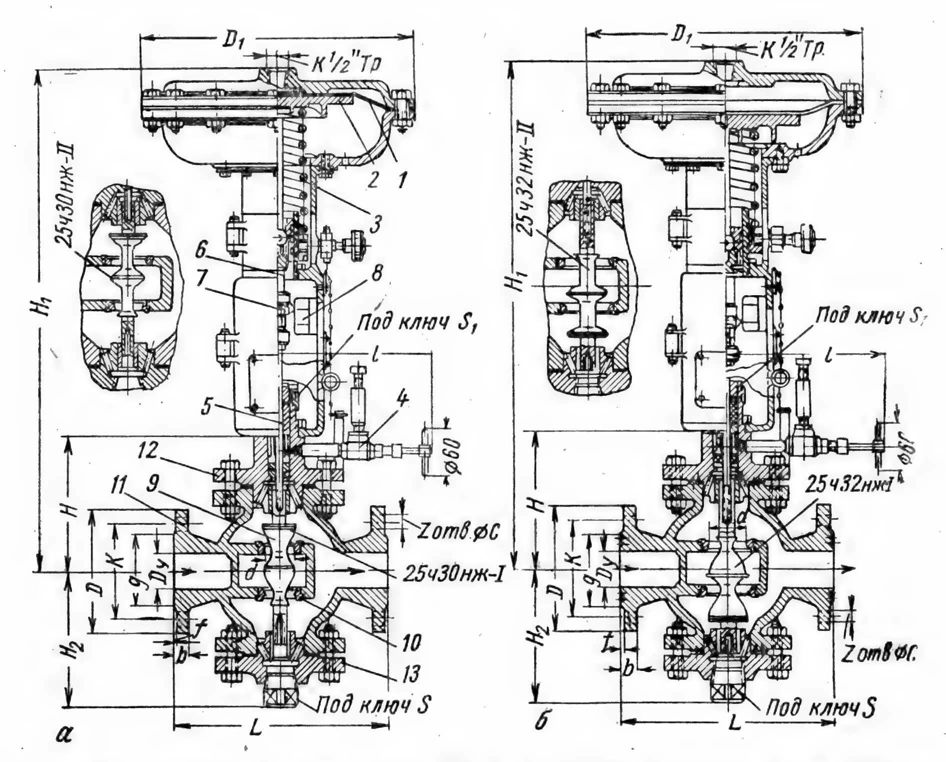


Рис. 9.32. Клапаны регулирующие ВЗ (*а*) и ВО (*б*) чугунные типов 25ч30нж-I, 25ч30нж-II, 25ч32нж-I и 25ч32нж-II с мембранным пневмоприводом на условное давление 16 *кГ/см²*:

1 — мембрана из газобензостойкой резины; *2* — опорный диск; *3* — пружина; *4* — смазочное устройство (лубрикатор); *5* — сальник; *6* — шток; *7* — указатель хода золотника; *8* — шкала указателя хода; *9* — клапан; *10* — седла клапана; *11* — корпус; *12* — *13* — верхняя и нижняя крышки.

ными, пробкообразной формы, а клапаны с параболической характеристикой (рис. 9.33) с профилированными окнами.

Пропускная способность мембранных исполнительных механизмов определяется по формулам 9.23—9.30. Значения коэффициента C, характеризующего удельную пропускную способность, принимаются по опытным данным, приведенным в табл. 9.18.

Габаритные размеры наиболее употребительных исполнительных механизмов приведены в табл. 9.19—9.20.

Для малых расходов газа применяются клапаны типа ПРК в исполнении ВО (рис. 9.34). Значения коэффициентов C, характеризующих удельную пропускную способность клапанов, составляют: при диаметре прохода $d = 6$ *мм* $C = 0{,}5$, при диаметре прохода $d = 9$ *мм* $C = 1{,}0$.

Таблица 9.18

Удельная пропускная способность (C) регулирующих клапанов ВО и ВЗ типов 25ч

Диаметр условного прохода $D_у$, *мм*	Диаметр проходного отверстия седла d, *мм*	Тип клапана	Характеристика клапана	C
25	15 20 25	Профильный Сплошной	Линейная	8 11 14
	15 20 25	Тарельчатый	—	8 12 15
	15 20 25	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	3,5 6,5 10
50	32 40 50	Профильный Сплошной	Линейная	30 41 50
	40 50		Логарифмическая	35 42,5
	40 50	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	26 40
	40 50	Тарельчатый	—	41 52
80	70 80	Профильный Сплошной	Линейная	79 98
	70 80		Логарифмическая	67 80
	70 80	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	87 100
	70 80	Тарельчатый	—	82 103
100	100	Профильный Сплошной	Линейная	175
	100		Логарифмическая	165

Продолжение табл. 9.18

Диаметр условного прохода $D_у$, *мм*	Диаметр проходного отверстия седла d, *мм*	Тип клапана	Характеристика клапана	C
100	100	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	160
	100	Тарельчатый	—	175
150	125 150	Профильный Сплошной	Линейная	245 350
	125 150		Логарифмическая	190 270
	125 150	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	250 360
	150	Тарельчатый	—	350
200	200	Профильный Сплошной	Линейная	650
			Логарифмическая	570
		Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	640
		Тарельчатый	—	650
250	250	Профильный Сплошной	Линейная	1000
			Логарифмическая	900
		Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	1000
		Тарельчатый	—	1000
300	300	Профильный Сплошной	Линейная	1400
			Логарифмическая	1200
		Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	1450
		Тарельчатый	—	1400

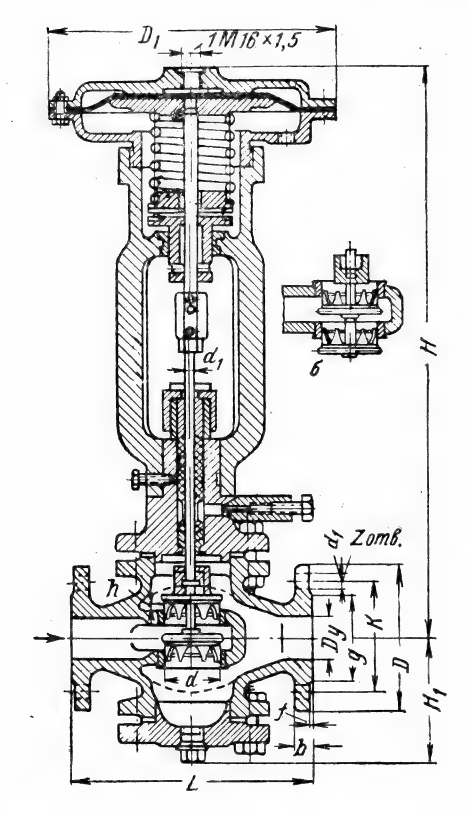


Рис. 9.33. Клапаны регулирующие чугунные типов 25ч30нж (ВЗ) и 25ч32нж (ВО) с мембранным пневмоприводом на условное давление 16 *кГ/см²*:

а — воздух закрывает (ВЗ); *б* — воздух открывает (ВО).

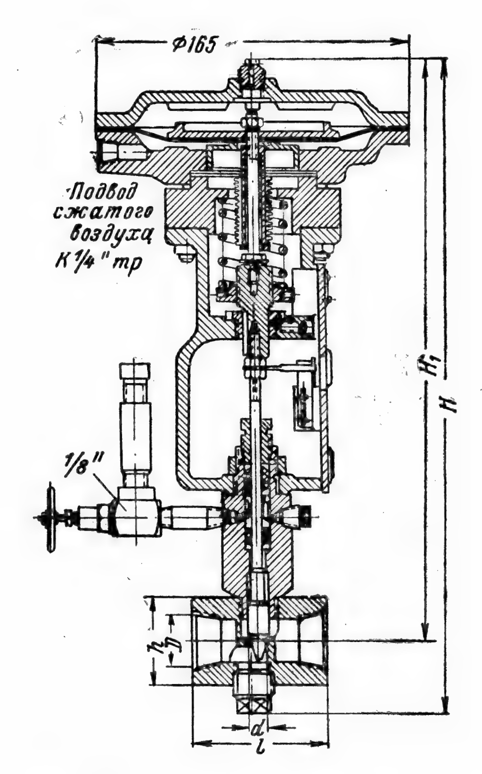


Рис. 9.34. Клапаны регулирующие стальные типов ПРК-1-6-ЛВО и ПРК-1-9-ЛВО с мембранным пневмоприводом и лубрикатором.

Таблица 9.19

Габаритные размеры (*мм*) регулирующих клапанов типов 25ч30нж-I; 25ч30нж-II, 25ч32нж-I и 25ч32нж-II с мембранным пневмоприводом (рис. 9. 32)

$D_у$	d	L	H	H_1	H_2	D_1	l	S	S_1	D	K	g	f	b	C	Z
25	15	210	135	526	127	295	195	24	46	115	85	68	2	16	14	4
25	20	210	135	526	127	295	195	24	46	115	85	68	2	16	14	4
25	25	210	135	526	127	295	195	24	46	115	85	68	2	16	14	4
50	40	280	178	685	173	360	195	36	46	165	125	102	3	20	18	4
50	50	280	178	685	173	360	195	36	46	165	125	102	3	20	18	4
80	80	355	207	714	211	360	195	36	46	200	160	138	3	22	18	8
100	100	430	310	959	338	410	198	36	50	220	180	158	3	24	18	8
150	150	540	346	995	369	410	198	36	50	285	240	212	3	28	23	8
200	200	680	461	1308	483	490	205	36	50	340	295	268	3	30	23	12
250	250	840	505	1487	507	490	212	36	65	405	355	320	3	32	25	12
300	300	1000	527	1609	529	490	212	36	65	460	410	378	4	34	25	12

Таблица 9.20

Основные размеры (в *мм*) мембранных исполнительных механизмов типов 25ч30нж (ВЗ) и 25ч32нж (ВО) (рис. 9.33)

$D_у$	d	L	H	H_1	D_1	h	D	K	g	f	b	d_1	z	Вес, *кГ*
25	15	195	453	104	230	14	115	85	68	2	16	14	4	43,0
25	20—25	195	453	104	230	14	115	85	68	2	16	14	4	43,0
50	40—50	230	480	126	230	14	160	125	102	3	20	18	4	80,0
80	80	310	580	150	295	21	195	160	138	3	22	18	8	106,0
100	100	350	580	169	295	26	215	180	168	3	24	18	8	155,0
150	150	440	731	220	360	40	280	240	212	3	28	23	8	264,0
200	200	550	895	278	410	60	335	295	268	3	30	23	12	363,0
250	250	680	937	321	410	60	405	355	320	3	32	25	12	593,0
300	300	780	982	372	410	60	460	410	378	4	34	25	12	833,0

Основные размеры этих клапанов, выпускаемых заводом «Леннефтекип» следующие:

Типы клапанов	Диаметр прохода d, *мм*	D, дюймы	Размеры, *мм*			
			H	H_1	l	h
ПРК-1-6-ЛВО	6	$^3/_4$	300	283	70	35
ПРК-1-9-ЛВО	9	$^3/_4$	345	285	70	35

4. Вспомогательные аппараты газорегулировочных пунктов и станций

К основным вспомогательным аппаратам, устанавливаемым на газорегулировочных пунктах относятся предохранительные запорные клапаны, фильтры и контрольно-измерительные приборы.

В ряде случаев применяются также предохранительные пружинные клапаны и гидравлические предохранители со сбросом среды в атмосферу.

Предохранительные запорные клапаны. Предохранительные запорные клапаны предназначаются для автоматического отключения подачи газа при чрезмерном повышении, а в некоторых случаях и при чрезмерном снижении, давления газа после регуляторов давления.

Наибольшее распространение в городском газоснабжении получили предохранительные запорные клапаны типа ПК, выпускаемые с двумя модификациями корпуса (рис. 9.35 и 9.36). Эти клапаны предназначены для отключения потока газа при повышении или снижении давления газа относительно предельно допустимых величин.

Предохранительный запорный клапан ПК (рис. 9.35) состоит из чугунного корпуса *1*, в котором помещен клапан *2*, подвешенный к шпинделю *3*.

Шпиндель системой рычагов *4* и *5* и защелкой *6* кинематически связан с мембраной *7*, воспринимающей через импульсное отверстие *8* регулируемое давление газа. Когда это давление станет выше или ниже заданных пределов, мембрана своим движением вверх или вниз перемещает расцепный рычаг *9*, освобождает качающий рычаг с грузом *10*, который при падении ударяет по рычагу *5* и освобождает от зацепления рычаг *4* и связанный с ним шпиндель и клапан. Это приводит к опусканию тарельчатого клапана и перекрытию прохода для газа.

Предохранительный запорный клапан ПК (рис. 9.36) отличается только измененной конструкцией корпуса и наличием обвода, выравнивающего при открытии вентиля давление газа по обе стороны клапана, что облегчает его подъем с помощью рычага *4*.

Клапаны ПК выпускаются на максимальное давление газа в корпусе 3 и 12 *кГ/см*². Клапаны могут быть настроены с помощью грузов *11* на отключение потока газа при возрастании регулируемого давления в пре-

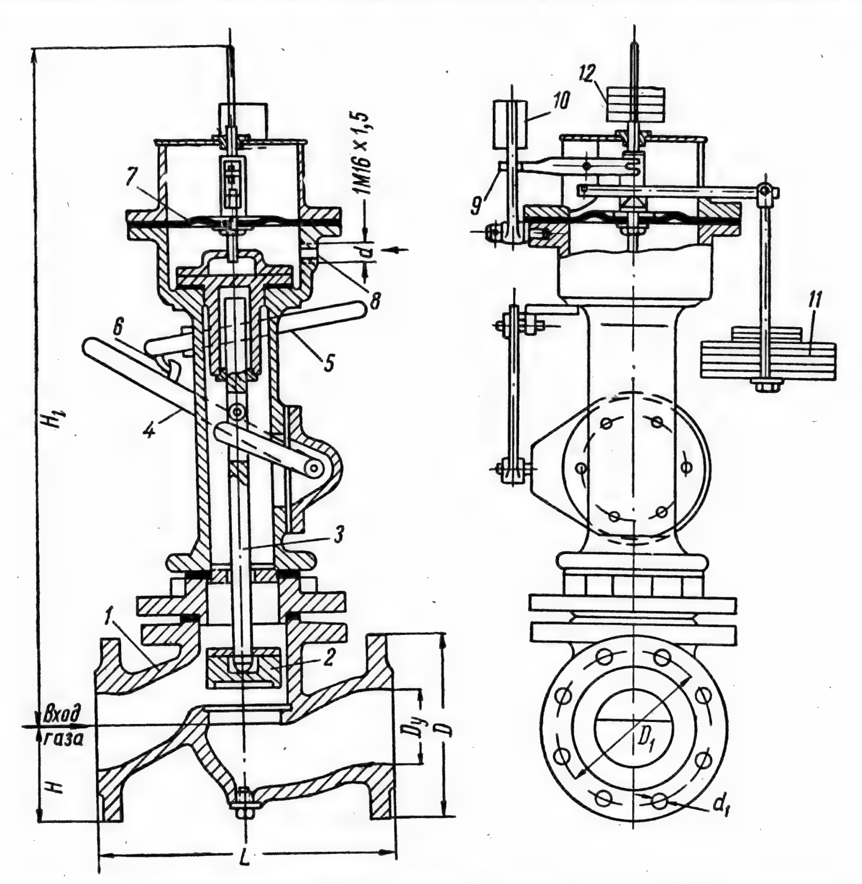


Рис. 9.35. Предохранительный запорный клапан типа ПК-80 и ПК-100:

1 — корпус; *2* — клапан; *3* — шпиндель; *4* и *5* — рычаги; *6* — защелка; *7* — мембрана; *8* — импульсное отверстие для подвода регулируемого давления газа; *9* — расцепный рычаг; *10* — качающий рычаг с грузом; *11* — грузы для настройки на отключение при возрастании давления; *12* — грузы для настройки при снижении давления.

делах от 300 до 1000 *мм* вод. ст., а с помощью грузов *12* на отключение потока при падении регулируемого давления в пределах от 20—30 *мм* вод. ст. (без груза на штоке) до 300 *мм* вод. ст.

Добавка на шток падения давления одной стальной пластины диаметром 90 *мм* и толщиной 1,5 *мм* увеличивает давление отключения потока на ~5 *мм* вод. ст., а пластины диаметром 150 *мм* и толщиной 3 *мм* на ~25 *мм* вод. ст.

К предохранительным запорным клапанам этого типа относятся клапаны: ПК-80-00, ПК-100-00, ПК-150-00, ПК-200-00 и ПК-300-00.

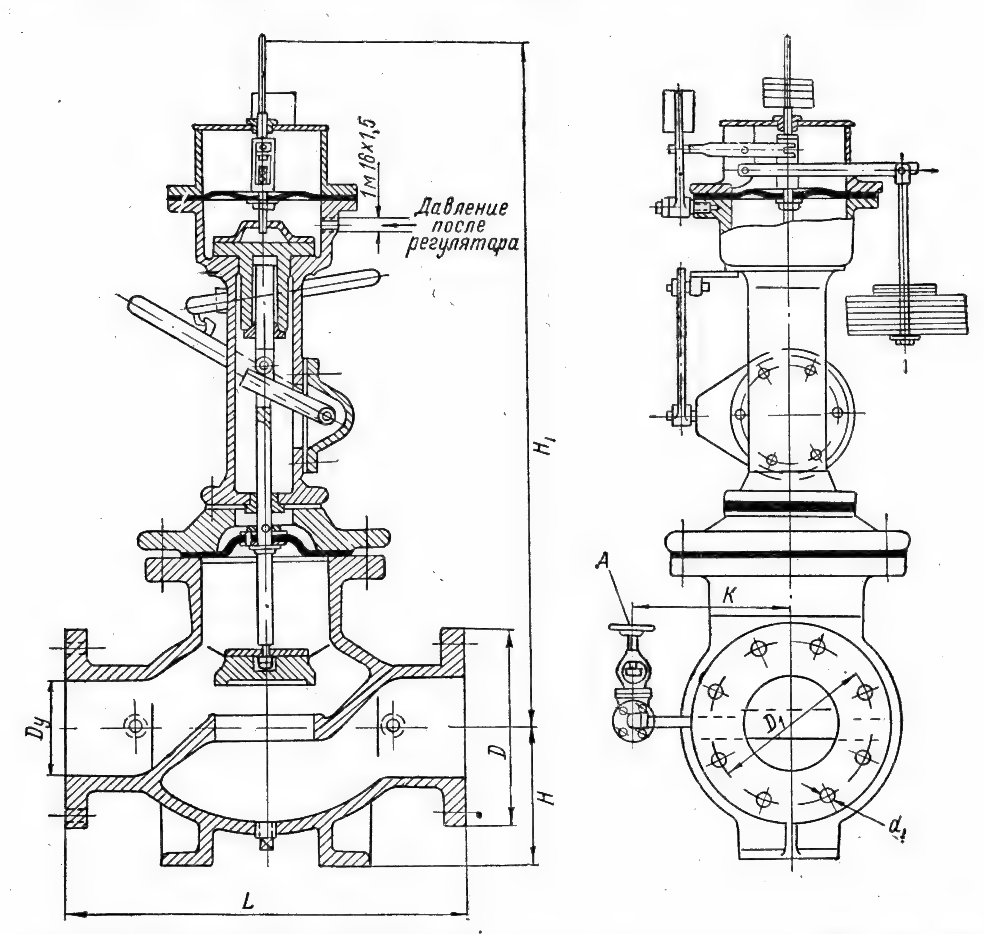


Рис. 9.36. Предохранительный запорный клапан типа ПК-150, ПК-200 и ПК-300: *А* — вентиль обвода клапана.

Совершенно аналогичную конструкцию (рис. 9.35) имеют и предохранительные клапаны типов ПЗК$_н$-32 и ПЗК$_н$-50-III. Характеристики клапанов указанных типов приведены в табл. 9.21, а их габаритные размеры в табл. 9. 22.

Для автоматического отключения потока газа при давлениях более 1000 *мм* вод. ст. (при возрастании регулируемого давления сверх допустимой величины) применяются клапаны тех же конструкций, но с заменой грузовой нагрузки пружинной (рис. 9.37).

Эти клапаны имеют габаритные размеры, приведенные в табл. 9.22 и могут быть настроены за счет натяжения пружины на следующие давления отключения: клапаны типов ПК-80, ПК-100, ПК-150, ПК-200 и ПК-300 (при возрастании давления) на давления в пределах от 1000 до 6000 *мм* вод. ст., а при смене пружины — до 15000 *мм* вод. ст.; клапаны ПЗК$_с$-50 (при возрастании давления) на давления отключения в пределах от 1500 до 8000 *мм* вод. ст., а при падении давления — в пределах от 550 до 1200 *мм* вод. ст.

Предохранительные запорные клапаны типа ПК выпускаются Московским газовым заводом, машиностроительным заводом г. Лебедянь, сара-

Таблица 9.21

Характеристика предохранительных запорных клапанов типов ПК и ПЗК$_н$

Тип клапана	Условный проход $D_у$, *мм*	Давление настройки на отключение потока газа, *мм* вод. ст.				Допускаемое рабочее давление в корпусе, *кГ/см²*
		при возрастании давления		при падении давления		
		минимальное	максимальное	минимальное	максимальное	
ПК-80-00	80	300	1000	20	300	12 (3)
ПК-100-00	100	300	1000	20	300	12 (3)
ПК-150-00	150	300	1000	30	300	12 (3)
ПК-200-00	200	300	1000	30	300	12 (3)
ПК-300-00	300	300	1000	30	300	12 (3)
ПЗК$_н$-32	32	200	500	30	50	3
ПЗК$_н$-50-Ш	50	200	500	30	50	3

Таблица 9.22

Габаритные размеры предохранительных запорных клапанов типов ПК, ПЗК$_н$ и ПЗК$_с$

Тип клапана	Размеры, *мм*							Число отверстий	*d*	Вес, *кГ*
	L	*H*	H_1	*D*	D_1	*K*	d_1			
ПК-80-00	310	107	683	200	160	—	18	8	1M16×1,5	—
ПК-100-00	350	125	700	220	180	—	18	8	1M16×1,5	—
ПК-150-00	480	160	812	285	240	227	23	8	1M16×1,5	146
ПК-200-00	660	250	934	340	295	323	23	12	1M16×1,5	348
ПК-300-00	950	350	1210	460	400	395	23	12	1M16×1,5	778
ПЗК$_н$-32	140	35	382	—	—	—	—	—	³/₈″	12,6
ПЗК$_н$-50-Ш	200	50	355	—	—	—	—	—	³/₈″	14,5
ПЗК$_с$-50	200	50	355	—	—	—	—	—	³/₈″	9,7

товским заводом «Газоаппарат» и заводами Ленсовнархоза; предохранительные клапаны типов ПЗК$_н$-32, ПЗК$_н$-50-III и ПЗК$_с$-50 — заводами Ленсовнархоза.

К числу малогабаритных предохранительных запорных клапанов других конструкций относятся клапаны ПЗК$_н$-50 и ПКК-40. Клапан ПЗК$_н$-50 (рис. 9.38) предназначен для отключения потока газа при возрастании давления в пределах от 200 до 300 *мм* вод. ст. Корпус клапана рассчитан на рабочее давление до 3 *кГ/см²*.

Предохранительный запорный клапан ПКК-40 (рис. 9.39) предназначен для автоматического отключения потока газа при возрастании регулируемого давления сверх допустимых величин (пределы настройки 150—500 *мм* вод. ст.). Одновременно клапан отключает поток при падении входного давления до ~1500 *мм* вод. ст.

Для открытия клапана отворачивается пусковая пробка *10*. При этом импульсная камера клапана сообщается с атмосферой через отверстие *А*. При давлении газа на входе более 1500 *мм* вод. ст. поднимается нижняя мембрана *5*, увлекая соединенный с ней шток *3* и клапан *2*. В верхнем положении мембраны *5* отверстие в штоке клапана *Г* запирается рези-

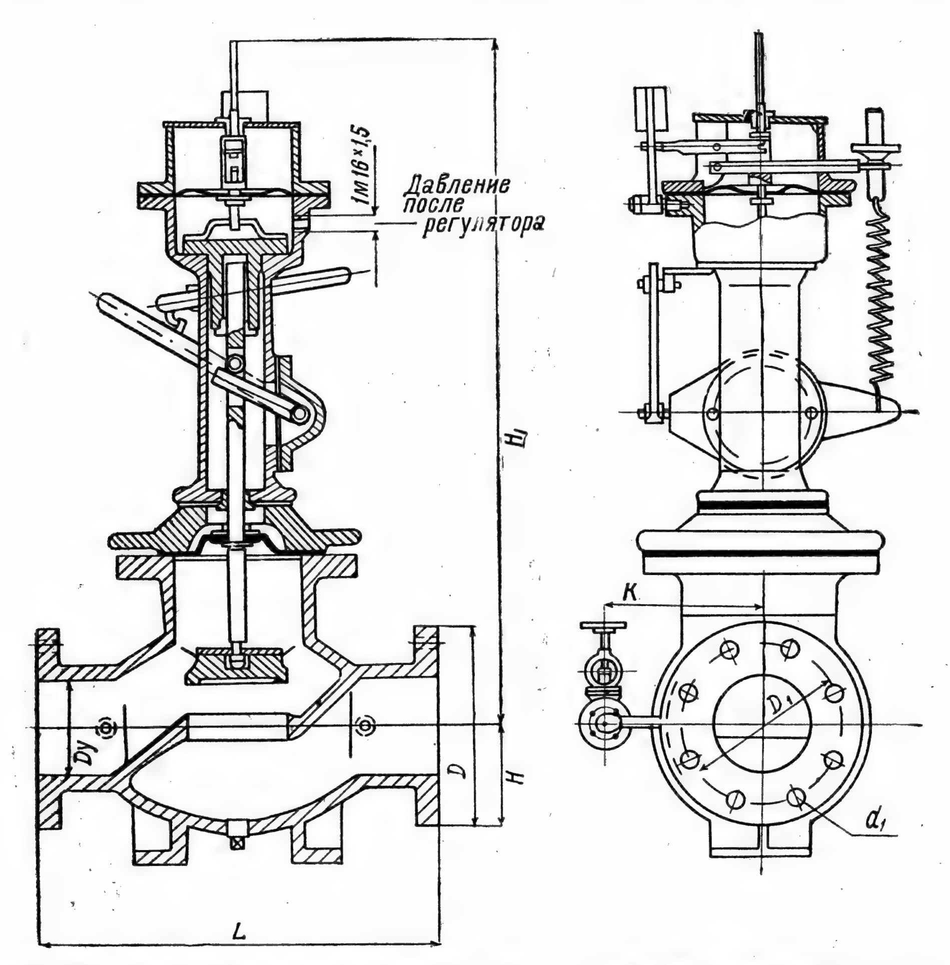


Рис. 9.37. Предохранительный запорный клапан с пружинной нагрузкой для отключения потока при повышении давления газа типа ПК-150, ПК-200 и ПК-300. Конструкция клапанов с пружинной нагрузкой ПК-80 и ПК-100 аналогична рис. 9.35.

новым уплотнением верхней мембраны *7*, чем прекращается поступление газа из корпуса в импульсную камеру *Б*. После этого завинчивается пусковая пробка, и газ через открытый клапан поступает в выходной штуцер, регулятор давления и после него через импульсную трубку в камеру *Б*.

Если регулируемое давление газа превышает давление, создаваемое верхней пружиной *9*, то мембрана *7* поднимается, открывая отверстие *Г*. При этом происходит выравнивание давления в подмембранной и надмембранной полости, и клапан под воздействием пружины *3* и собственного веса опускается, перекрывая поток газа.

Повышение давления в верхней камере приводит к одновременному перекрытию шариком *6* отверстия *В*.

При падении входного давления до 1500 *мм* вод. ст. подъемная сила нижней мембраны *5* становится меньше усилия, создаваемого пружиной *4*, почему мембрана опускается, открывается отверстие *Г*, и клапан закрывается, прекращая поступление газа.

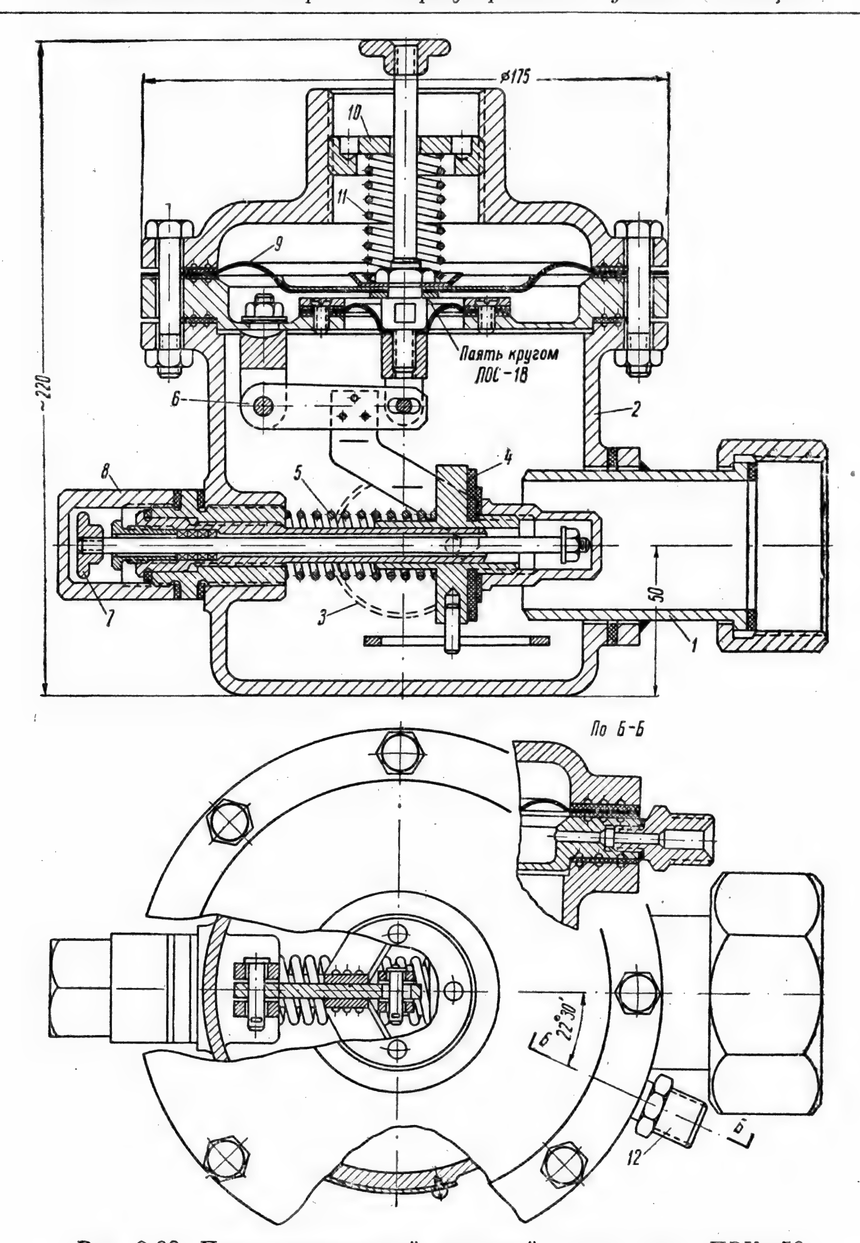


Рис. 9.38. Предохранительный запорный клапан типа ПЗК$_н$-50:

1 — выходной штуцер ⌀2"; *2* — корпус клапана; *3* — входной штуцер ⌀1,5"; *4* — запорный клапан; *5* — пружина для установки клапана; *6* — рычажный провод; *7* — головка для установки клапана; *8* — предохранительный колпак; *9* — мембрана клапана; *10* — гайка для настройки клапана; *11* — пружина для настройки клапана; *12* — ниппель для подвода импульса регулируемого давления.

Предохранительные запорные клапаны типа ПКК-40 сконструированы Мосгазпроектом и выпускаются Московским газовым заводом.

При малой потребности в предохранительных запорных клапанах их изготовляют в сварном исполнении.

Фильтры. Фильтры служат для очистки газа от механических примесей (окалины и пыли), эррозирующих уплотнительные поверхности клапа-

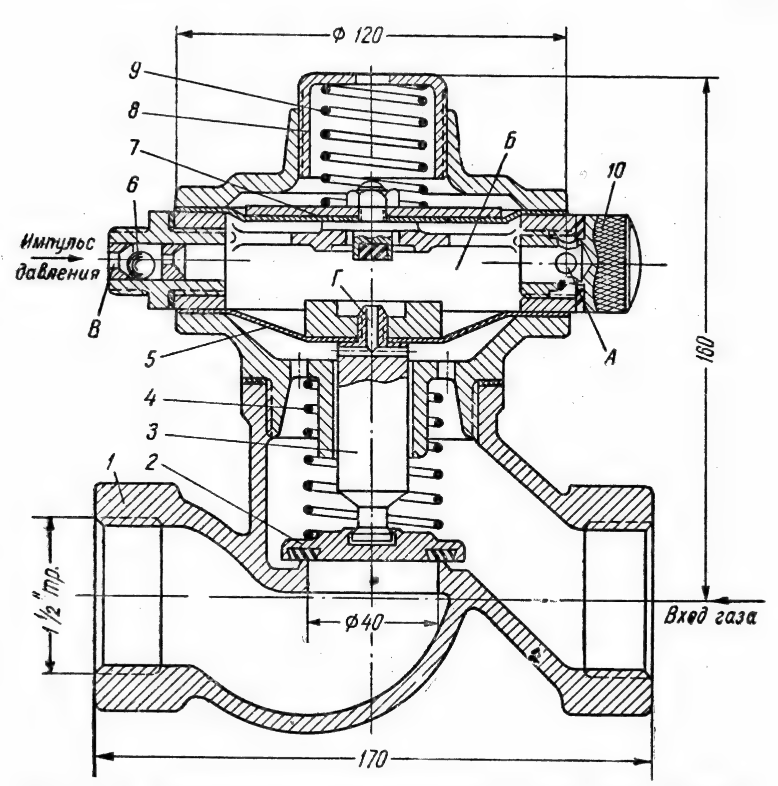


Рис. 9.39. Предохранительный запорный клапан типа ПКК-40.

нов регуляторов давления, предохранительных запорных клапанов, запорной и другой арматуры, а также засоряющих и выводящих из строя импульсные кумманикации и приборы.

Наибольшее распространение на газорегулировочных пунктах получил волосяной фильтр, представляющий собой литой корпус с сетчатой касетой, плотно набитой конским волосом (рис. 9.40).

Габаритные размеры серийно выпускаемых волосяных фильтров с литым корпусом для $D_у\, 50 \div D_у\, 300$ приведены в табл. 9.23.

Таблица 9.23

Габаритные размеры волосяных фильтров в чугунном литом корпусе (рис. 9. 40)

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Кол-во отверстий	Вес, *кГ*
	D_1	D_2	D_3	B	B_1	L	l	H	h	d		
80	195	160	138	352	262	280	190	299	168	18	8	59
100	215	180	158	376	286	280	190	325	182	18	8	66
150	280	240	212	406	320	280	190	357	197	23	8	74
200	335	295	268	500	420	280	190	454	244	23	12	103
300	440	400	370	670	560	320	220	595	315	23	12	148
50	—	—	—	165	115	157	103	165	—	—	—	6

Примечания. 1. Фильтры $D_у$—80 ÷ $D_у$—300 выпускаются на давления в корпусе 12 и 3 *кГ/см*² с штуцерами для присоединения дифманометра.

2. Фильтр $D_у$—50 выпускается для трубного резьбового присоединения на давление в корпусе до 3 *кГ/см*² без штуцеров для присоединения дифманометра.

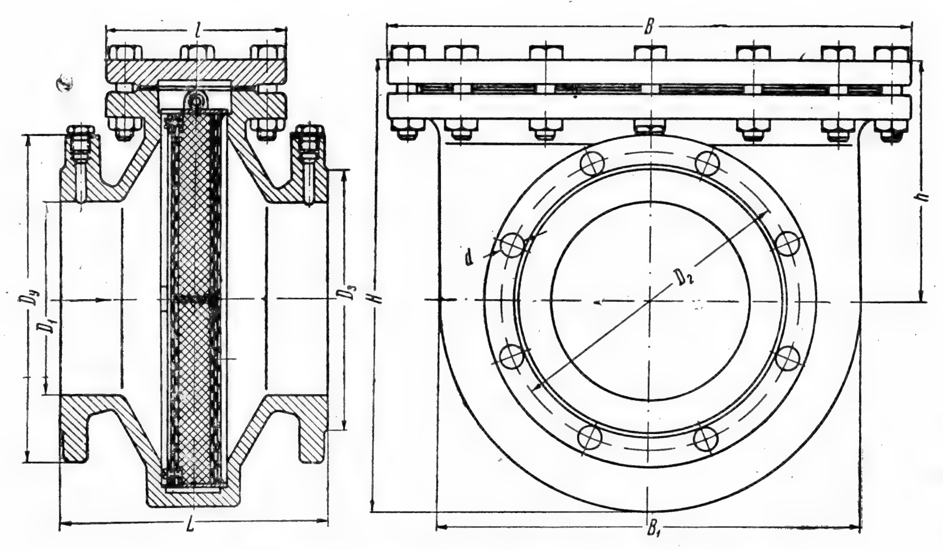


Рис. 9.40. Фильтр газовый с набивкой конским волосом.

В фильтрах для меньших условных проходов (рис. 9.41) очистка газа от механических примесей обычно производится с помощью латунных сеток с живым сечением 25—30%. Габаритные размеры этих фильтров приведены в табл. 9.24.

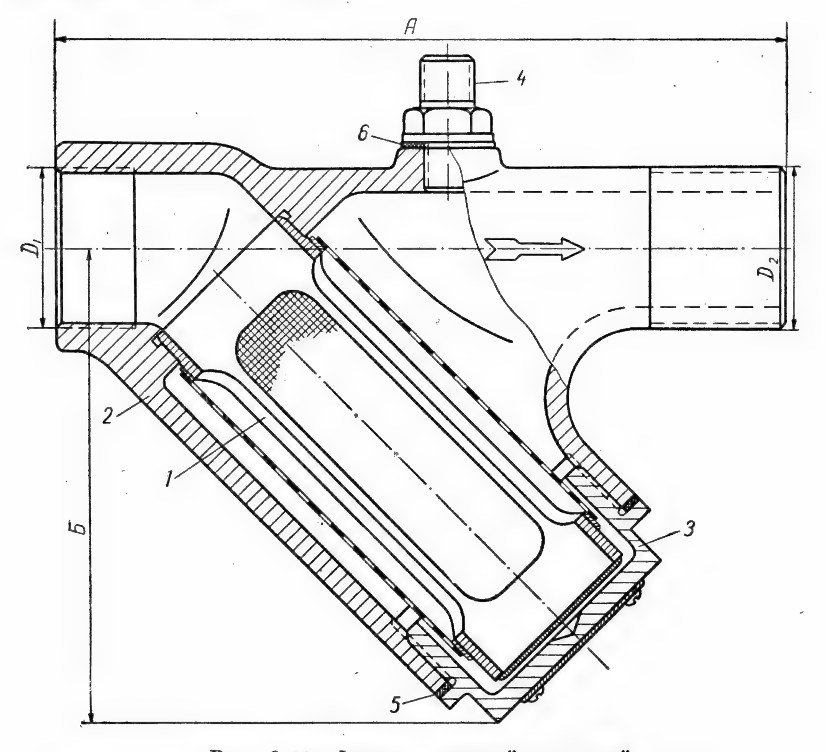


Рис. 9.41. Фильтр угловой сетчатый:
1 — фильтрующая обойма; *2* — корпус; *3* — крышка; *4* — штуцер 3/8''; *5* и *6* — прокладки из паронита.

Таблица 9.24

Габаритные размеры угловых сетчатых фильтров (рис. 9.41)

Тип фильтра	Условный проход D_y, *мм*	Максимальное давление в корпусе, *кГ/см²*	Размеры				Вес, *кГ*
			мм		дюймы		
			А	*Б*	D_1	D_2	
ФГ-32-1	32	16	195	125	$1^1/_4$	$1^1/_4$	2,5
ФГ-40-1	40	3	200	130	$1^1/_2$	$1^1/_2$	2,7
ФГ-50-1	50	3	260	155	2	2	3,5

Примечание. Фильтры снабжены импульсным штуцером $\varnothing\, ^3/_8''$.

При мелкосерийном производстве фильтры указанных конструкций изготовляются в сварном исполнении. Устройство таких фильтров ничем не отличается от рассмотренных литых фильтров, и габариты близки к ним.

При выборе фильтров следует учитывать, что предельная расчетная потеря давления в них не должна превышать: для волосяных фильтров 1000 *мм* вод. ст., а для сетчатых — 500 *мм* вод. ст.

На графике (рис. 9.42) приведены приближенные значения потерь давления в фильтрах в зависимости от количества проходящего через них газа с удельным весом 1 *кГ/нм³*.

Масштабы значений расходов газа для фильтров $D_y 32 \div 100$ приняты в 10 раз большими, чем для фильтров $D_y\, 150 \div 300$. Поэтому при определении потерь давления для первой группы фильтров следует пользоваться верхней шкалой, а для второй группы — нижней шкалой.

Определение потерь давления для расходов газа, не попадающих в границы графика, а также для других удельных весов производится по следующей приближенной формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{гр} \left(\frac{V}{V_{гр}}\right)^2 \frac{\gamma}{P},$$

где ΔP — искомая потеря давления, *мм* вод. ст.;

$\Delta P_{гр}$ — потеря давления по графику, соответствующая $V_{гр}$ *мм* вод. ст.;

V — расчетный расход газа, *нм³/час*;

$V_{гр}$ — расход газа по графику, *нм³/час*;

γ — удельный вес проходящего через фильтр газа, *кГ/нм³*;

P — абсолютное давление проходящего газа перед фильтром, *кГ/см²*.

При больших расходах газа и перепадах давления, превышающих допустимые величины, следует применять параллельную установку фильтров или фильтры других конструкций.

На рис. 9.43 и 9.44 показаны фильтры простейшей конструкции для очистки газа высокого давления от механических примесей. Касеты фильтров заполняются кольцами Рашига, смоченными маслом (цилиндровое масло — 60%; соляровое масло — 40%, удельный вес — 0,935—0,940, вязкость по Энглеру — 3° при 50° С).

Фильтр (рис. 9.43) заполнен кольцами Рашига (15 × 15) и применяется для газа с давлением до 6 *кГ/см²*. Пропускная способность фильтра около 12 000 *нм³/час*.

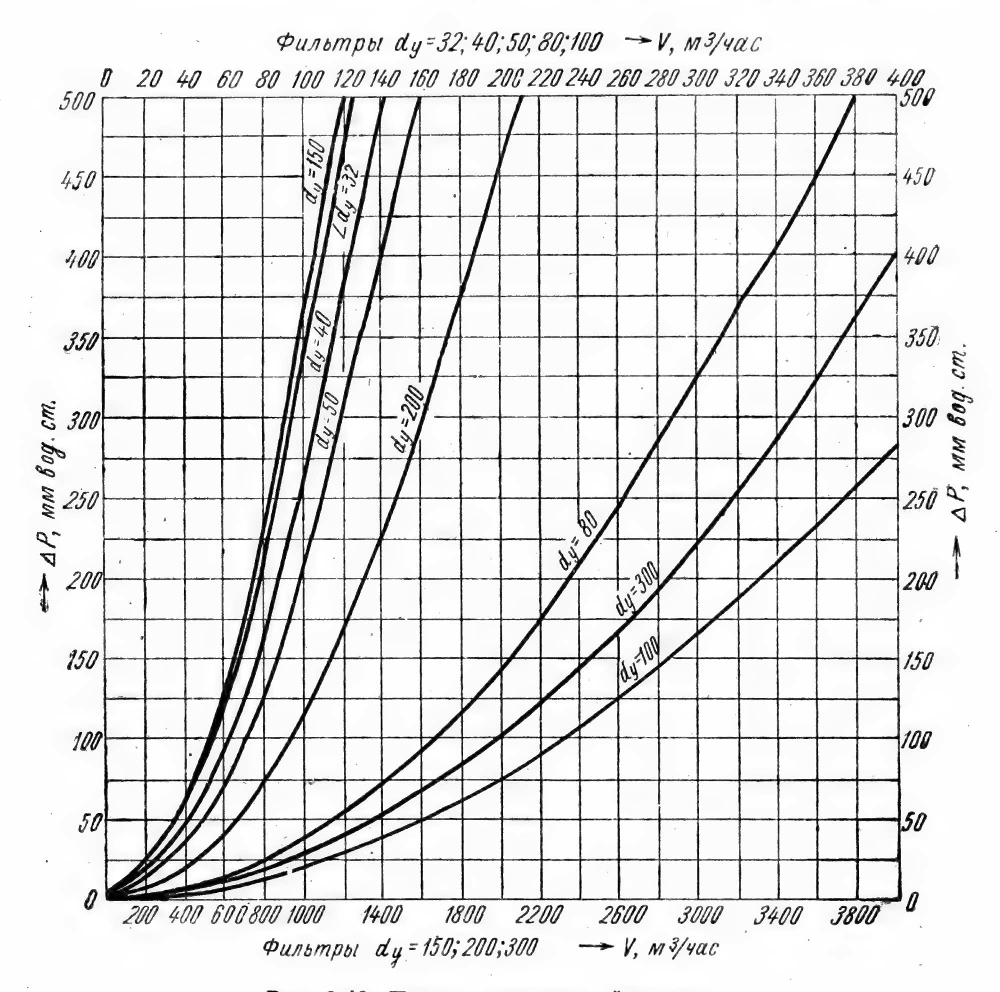


Рис. 9.42. Потери давления в фильтрах.

Фильтр (рис. 9.44) заполняется кольцами Рашига (25 × 25) и применяется для газа с давлением до 20 *кГ/см²*. Пропускная способность фильтра около 50 000 *нм³/час*.

Высокая степень очистки обеспечивается фильтрами с керамическими трубками, получившими распространение в ряде европейских стран. Такой фильтр (рис. 9.45) состоит из кожуха *1*, трубной доски *2*, разделяющей его на два отделения.

В нижнее отделение поступает неочищенный газ, проходящий через стенки пористых керамических трубок *3* с закрытыми концами. При проходе газа через поры трубок пыль осаждается на их внешней стороне и по мере накопления падает в коническую часть кожуха, откуда удаляется через лаз *4*.

Керамические трубки могут выдержать одностороннее давленние около 1500 *мм* вод. ст. Контроль перепада давления в верхнем и нижнем отделениях осуществляется дифманометром *5*. Очистка трубок от осевшей пыли производится обратной продувкой или вручную металлическими щет-

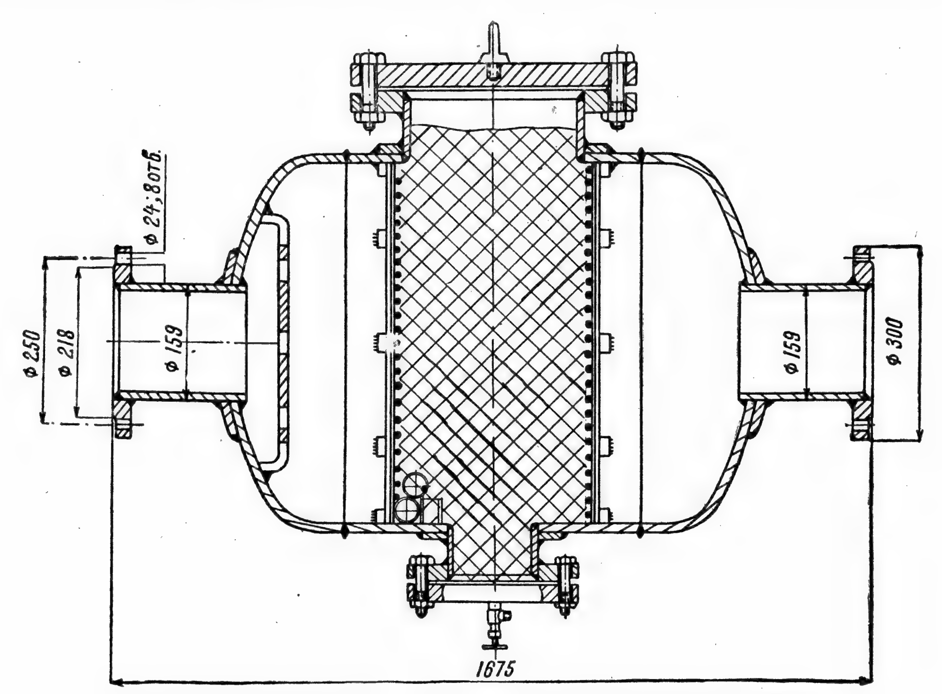


Рис. 9.43. Фильтр на $P_у < 6$ *кГ/см*² с кольцами Рашига.

ками. Характеристика пропускной способности фильтров и их габаритные размеры приведены в табл. 9.25.

Таблица 9.25

Пропускная способность и габаритные размеры фильтров с керамическими трубками (рис. 9.45)

$D_у$	D	A	B	C	H	Количество трубок	Расход газа, *м³/час* при потере давления 20 *мм* вод. ст.
50	200	200	150	175	1300	4	120
80	280	250	170	200	1350	8	240
100	320	270	180	220	1400	12	360
150	500	360	225	275	1550	28	840
200	630	450	250	350	1720	47	1410
300	920	600	310	450	1850	106	3180

При очистке больших количеств газов, содержащих значительные количества пыли, могут успешно применяться фильтры, совмещенные с циклонами (рис. 9.46), и масляные фильтры (рис. 9.47).

Наличие циклона в фильтре удлиняет продолжительность его работы без смены касеты. Касета в фильтрах (рис. 9.46) обычно заполняется кольцами Рашига, стеклянными бусами или конским волосом, смачиваемыми висциновым маслом.

Масляный фильтр-пылеуловитель (рис. 9.47) представляет собой вертикальный сосуд со сферическими днищами. В нижней части сосуда находится насадка (пучок труб), закрепленная в трубной решетке, а в

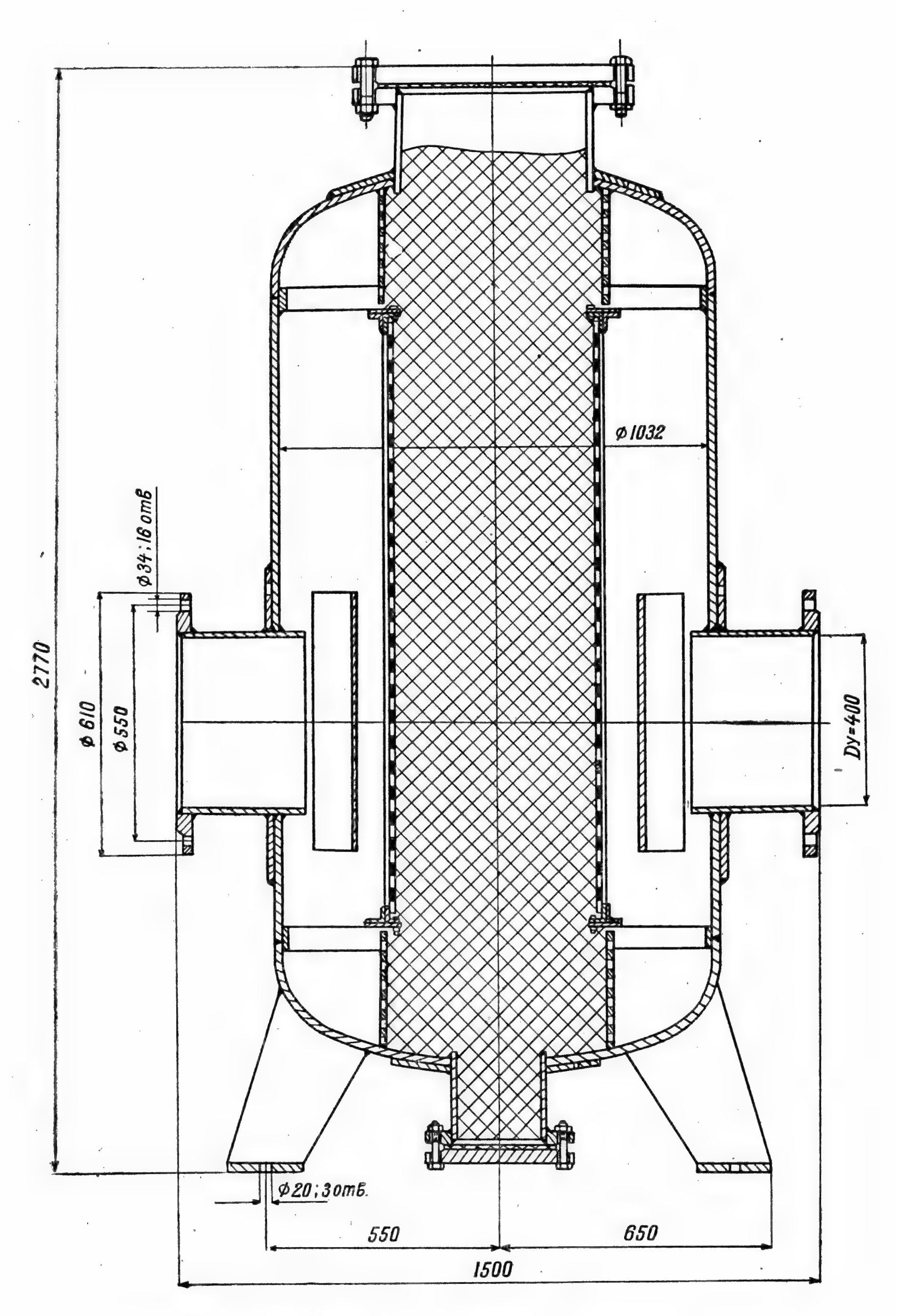


Рис. 9.44. Фильтр на $P_у \leqslant 20$ *кГ/см*² с кольцами Рашига.

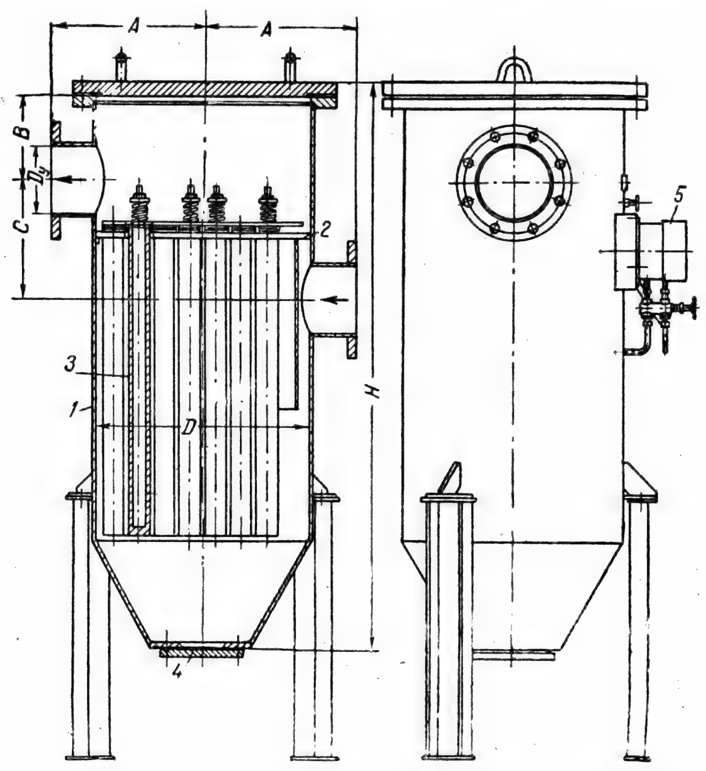


Рис. 9.45. Фильтр газовый с керамическими трубками:

1 — кожух; 2 — трубная доска; 3 — керамические трубки; 4 — лаз; 5 — дифманометр.

верхней — лабиринтовый отбойник, состоящий из нескольких рядов полос корытообразного сечения.

Газ входит через штуцер *1* и, ударяясь об отбойный козырек *8*, меняет направление и скорость. При этом часть наиболее крупных частиц выпадает из газа и собирается на дне аппарата, заполненном маслом (обычно соляровым).

Увлекая часть масла, газ по трубкам *5* попадает в свободную часть аппарата и далее, меняя направления, по патрубку *10* уходит по назначению. На этом пути за счет изменения скоростей и направления потока происходит очистка газа от пыли.

Загрязненное масло по трубкам *3* стекает в нижнюю часть аппарата. Принципиальная схема установки по хранению и подаче масла приведена на рис. 9.48. По этой схеме пополнение пылеуловителей маслом может производиться под давлением без перерыва их в работе.

Расход масла составляет от 40 до 100 *г* на 1000 *нм*^{3} газа.

Приближенная пропускная способность масляных пылеуловителей зависит от их диаметра и давления газа (табл. 9.26). Обычно такие пылеуловители устанавливаются на газораспределительных станциях. Число их должно быть не менее 2, устанавливаемых параллельно.

Гидравлические предохранители (затворы) со сбросом среды в атмосферу. * Наибольшее распространение на городских ГРП конечного

* Предохранительные пружинные и грузовые клапаны рассмотрены в главе 6.

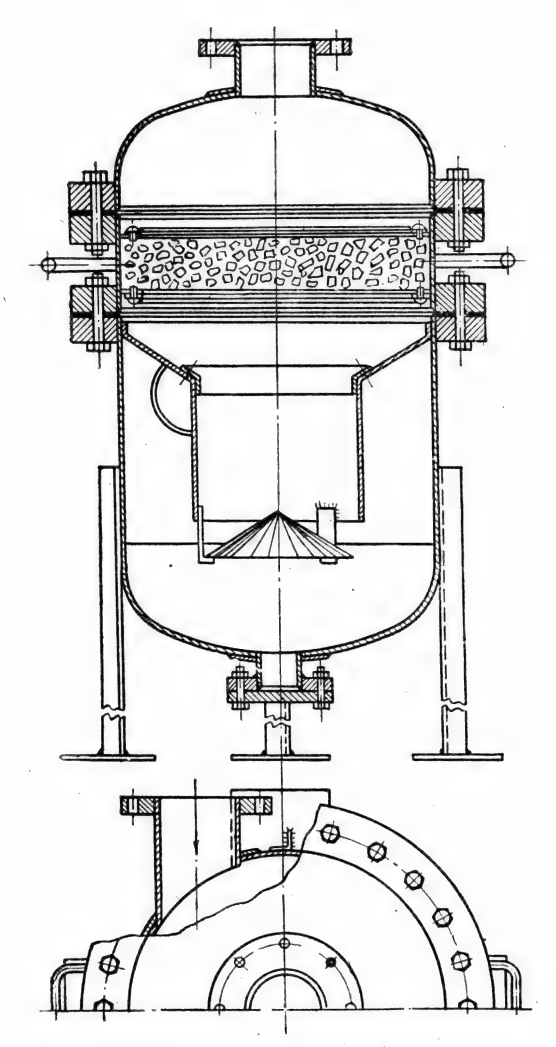


Рис. 9.46. Фильтр, совмещенный с циклоном.

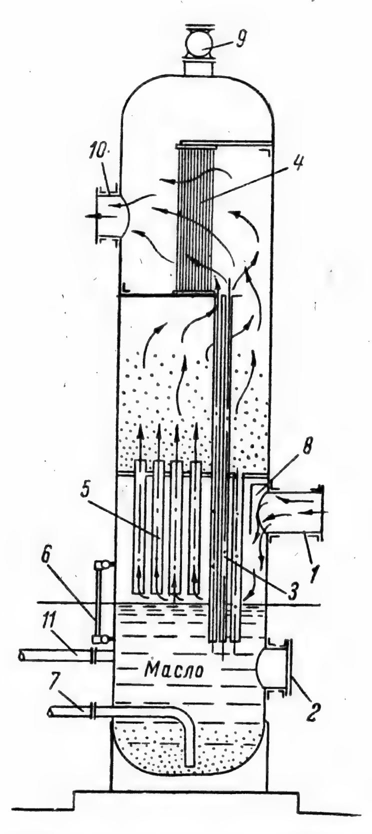


Рис. 9.47. Схема масляного пылеуловителя:

1 — газоподводящий патрубок; *2* — люк; *3* — трубки для слива загрязненного масла; *4* — скрубберная насадка; *5* — насадка из пучка труб; *6* — водомерное стекло; *7* — труба для удаления загрязненного масла; *8* — отбойный козырек; *9* — предохранительный клапан; *10* — выходной патрубок; *11* — труба для заполнения маслом.

Таблица 9.26

Приближенная пропускная способность масляных пылеуловителей в зависимости от диаметра и давления газа

Давление газа, *кГ/см²*	Диаметр, *мм*						
	400	600	800	1000	1200	1400	1600
10	2700	6300	11000	17000	25000	33000	44000
15	3700	8500	15000	23000	34000	45000	60000
25	5000	11000	20000	31000	45000	60000	80000
40	6500	14000	25000	40000	55000	75000	100000
64	8000	18000	33000	51000	73000	100000	130000

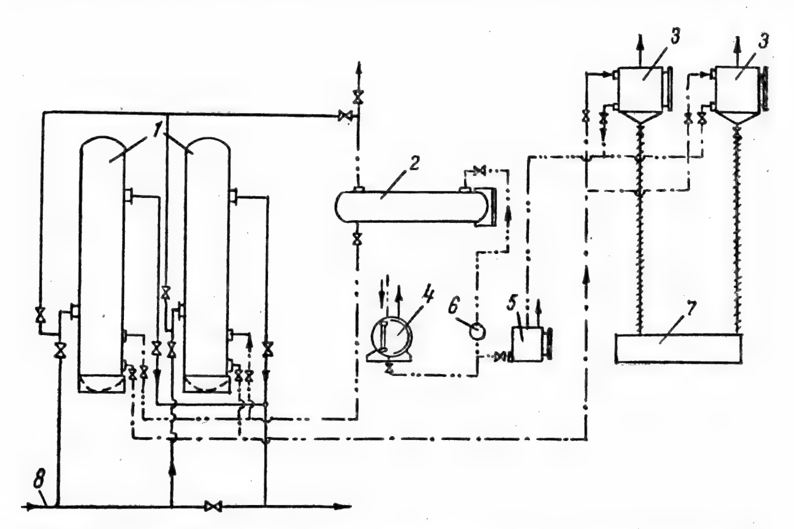


Рис. 9.48. Принципиальная схема установки по хранению и подаче масла на пылеуловители:

1 — пылеуловители масляные; *2* — аккумулятор масляный; *3* — отстойники для масла; *4* — приемная емкость; *5* — мерный бачок; *6* — насос; *7* — сборник отбросного масла; *8* — газопровод от магистрали к пылеуловителю.

низкого давления получили гидравлические предохранители, показанные на рис. 9.49.

Гидравлический предохранитель (рис. 9.49) состоит из корпуса *1*, внутрь которого введена труба *2*, присоединяемая к газопроводу низкого давления (после регулятора давления). Отвод сбрасываемого газа производится через штуцер *3*, присоединяемый к газопроводу, отводящему газ в атмосферу.

В качестве затворной жидкости применяются вода (при температурах выше 0° С), веретенное масло или глицерин. Уровень жидкости устанавливается в зависимости от максимально допустимого давления газа и контролируется водомерным (жидкостным) стеклом *4*.

Этот тип предохранителя широко применяется в газовом хозяйстве Москвы для давлений до 500 *мм* вод. ст.

Гидравлический предохранитель, получивший распространение в газовом хозяйстве г. Ленинграда, отличается уменьшенными размерами и отсутствием водомерного стекла. Вместо этого предохранитель снабжен штуцерами, с помощью которых контролируется уровень залива для разных давлений газов.

При необходимости применения гидравлических предохранителей для значительно более высоких давлений в качестве затворной жидкости используют ртуть.

5. Городские газорегулировочные пункты (ГРП)

Газорегулировочные пункты предназначаются для снижения давления газа и поддержания конечного давления (после регулятора давления) на необходимом в эксплуатации постоянном уровне независимо от изменения расхода газа.

Величины конечных давлений газа должны устанавливаться в строгой зависимости от необходимых в газопроводах давлений газа, питаю-

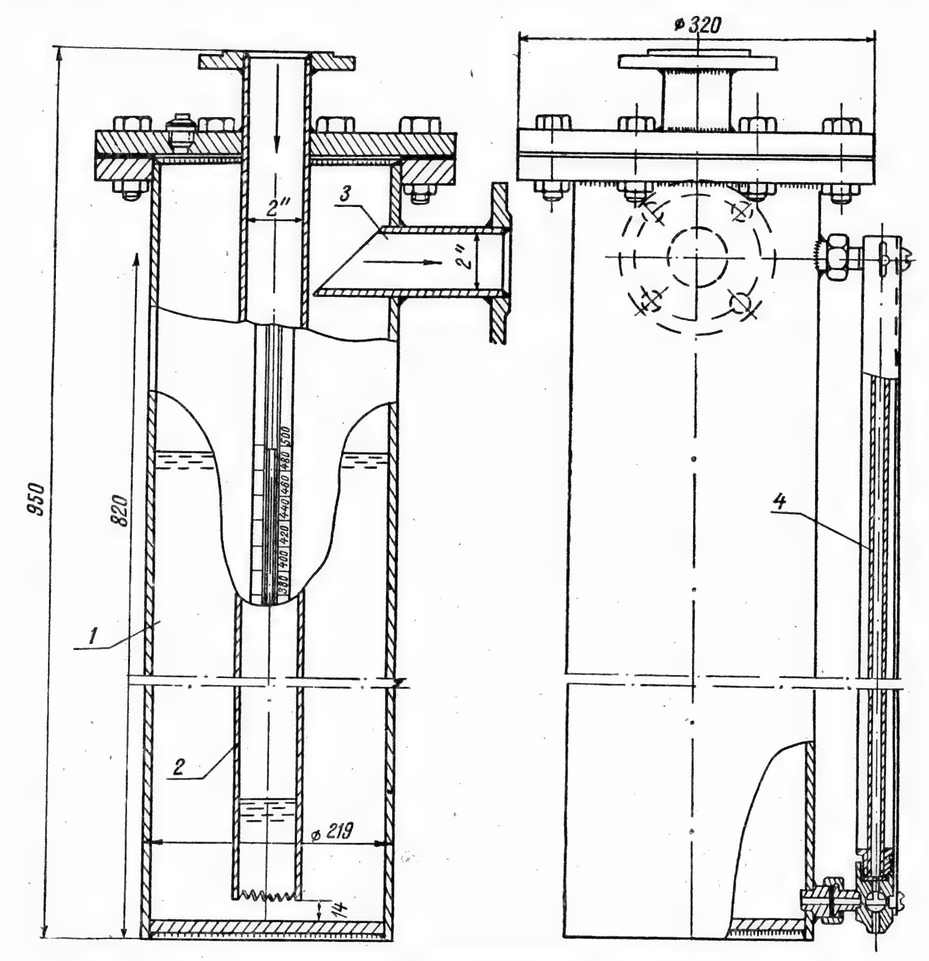


Рис. 9.49. Гидравлический предохранитель с водомерным стеклом.

щихся через ГРП. Выбор типов и количества регулирующего и предохранительного оборудования и арматуры, а также контрольно-измерительных приборов производится в зависимости от ответственности и назначения ГРП, величины начального и конечного давлений газа, его максимального и минимального часового расхода и устанавливаться расчетом.

Городские газорегулировочные пункты в зависимости от их назначения делятся на следующие группы:

1) ГРП общегородского значения, питающие городские газопроводы среднего давления, входящие в общегородскую систему распределения газа;

2) ГРП районного значения, питающие газом газопроводы низкого давления;

3) ГРП квартального (микрорайонного) значения, питающие газом квартальные газопроводы низкого давления;

4) ГРП местного значения, служащие для питания газом газопроводов одного или нескольких жилых и общественных зданий.

Городские ГРП первой группы оборудуются: фильтрами для задержания механических примесей, регуляторами давления, поддерживаю-

щими после себя необходимое давление газа, предохранительными клапанами, предотвращающими чрезмерное повышение давления газа после регуляторов давления, запорными устройствами для отключения оборудования, обводом с запорным устройством для пропуска газа при отключенном оборудовании и контрольно-измерительными приборами, регистрирующими давление газа на входе и выходе из ГРП. Применяемое в таких ГРП регулирующее и предохранительное оборудование, а также его количество и компоновка должны предотвращать как полное или недопустимое по расходу газа частичное отключение ГРП, так и чрезмерное повышение давления газа после ГРП.

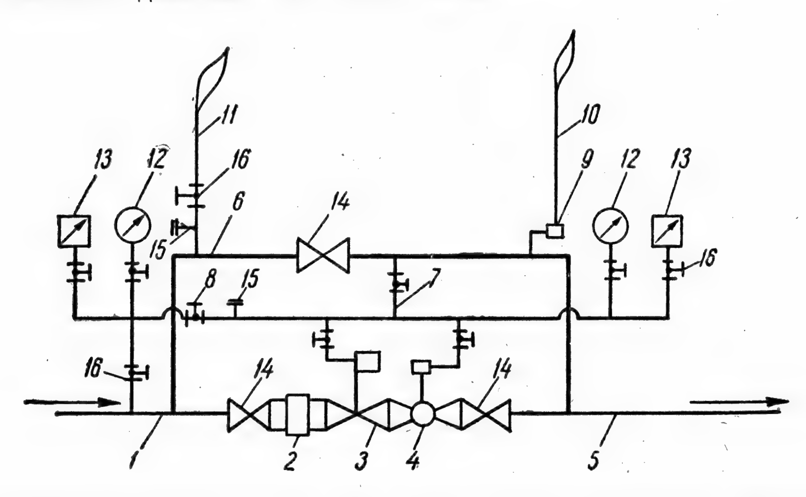


Рис 9.50. Принципиальная схема ГРП первой группы с регулятором давления прямого действия:

1 — газопровод высокого давления (от 6 до 12 *кГ/см*²); *2* — фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулятор давления; *5* — газопровод среднего давления; *6* — обвод; *7* — импульсная трубка конечного давления; *8* — вентиль — открыт только при настройке предохранительного запорного клапана; *9* — предохранительный пружинный клапан; *10* — сброс газа в атмосферу; *11* — продувочный газопровод; *12* — указывающие манометры; *13* — регистрирующие манометры; *14* — задвижки; *15* — штуцеры для временного присоединения манометров; *16* — краны или вентили.

Принципиальные упрощенные схемы таких ГРП приведены на рис. 9.50 и 9.51.

Газ (рис. 9.50) из городского газопровода высокого давления *1* проходит через фильтр *2*, предохранительный запорный клапан *3*, регулятор давления прямого действия с командным прибором *4* и поступает в расходный газопровод с регулируемым давлением *5*. Импульс регулируемого давления для командного прибора регулятора и предохранительного запорного клапана подается из обходного газопровода *6* по трубке *7*. Для настройки предохранительного запорного клапана используется газ начального давления, подаваемый через вентиль *8* (после настройки этот вентиль должен быть надежно закрыт).

Для недопущения отключения потока газа при относительно небольшом (неаварийном) повышении давления к расходному газопроводу присоединяется предохранительный пружинный клапан *9* типа ППК или СППК (рис. 6.56 и 6.57) в зависимости от величины предельно допустимого конечного давления. Предохранительный пружинный клапан настраивается на давление несколько меньшее, чем предохранительный запорный клапан. Сброс избыточного давления осуществляется через

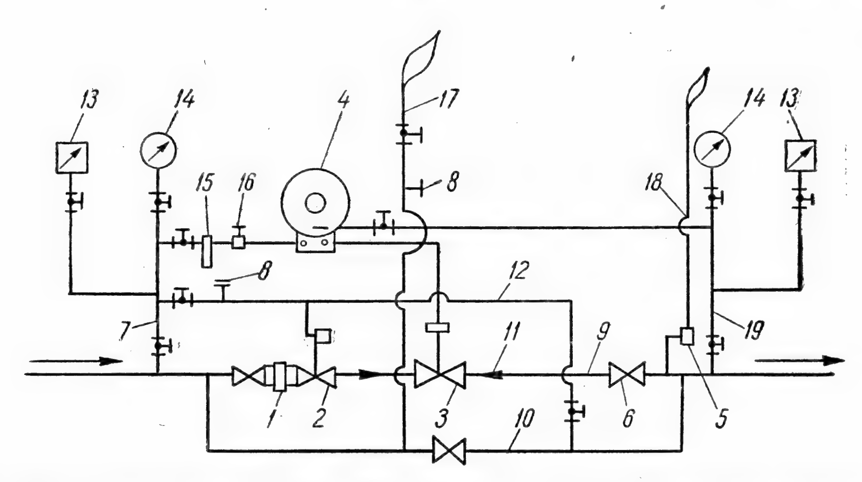


Рис. 9.51. Принципиальная схема ГРП первой группы с регулятором давления непрямого действия:

1 — фильтр; *2* — предохранительный запорный клапан; *3* — регулирующий давление клапан; *4* — регулятор давления; *5* — предохранительный пружинный клапан; *6* — задвижка; *7* — импульсная трубка начального давления; *8* — штуцеры для присоединения манометров при настройке предохранительного запорного клапана и при продувке газопроводов; *9* — газопровод конечного давления; *10* — обвод; *11* — переходы; *12* — импульсная трубка конечного давления; *13* — регистрирующие манометры; *14* — указывающие манометры; *15* — фильтр; *16* — редуктор; *17* — продувочная свеча; *18* — сброс газа в атмосферу через предохранительный клапан; *19* — импульсная трубка конечного давления.

трубку *10*, а продувка через трубку *11*. Для контроля давления служат манометры *12* (указывающий) и *13* (регистрирующий). Контроль давления при настройке предохранительного клапана и при продувке осуществляется с помощью манометров, присоединяемых к штуцерам *15*. Отключение оборудования и обходного газопровода производится задвижками *14*, установленными внутри ГРП и задвижками вне ГРП (на схеме не показаны).

Аналогичная схема, но с регуляторами давления непрямого действия, приведена на рис. 9.51. На таких ГРП, как правило, устанавливаются регулирующие давления клапаны типа ВО (воздух открывает), управляемые регуляторами (командными приборами) типов 04-МСТМ-410, 04-МСС-410 или РД. Целесообразность установки регулирующих клапанов ВО определяется тем, что при выходе из строя командных приборов клапаны регуляторов закрываются, предотвращая этим поступление газа начального давления в расходный газопровод.

Наличие предохранительных запорных клапанов на ГРП первой группы при оборудовании их регуляторами давления типа РДС или регулирующими клапанами типа ВО и пружинными (или грузовыми) предохранительными клапанами необходимой пропускной способности, по мнению автора, не является обязательным. При этом должна быть обеспечена возможность сброса газа в аварийных случаях в безопасное место наружной атмосферы.

Действительные схемы ГРП первой группы несколько сложнее. Обычно они предусматривают параллельную установку двух и более ниток с регулирующим оборудованием. Выбор оборудования производится из условия обеспечения пропускной способности таких ГРП в размере не менее 75% (от максимального часового расхода) при выходе из строя одной регулирующей нитки.

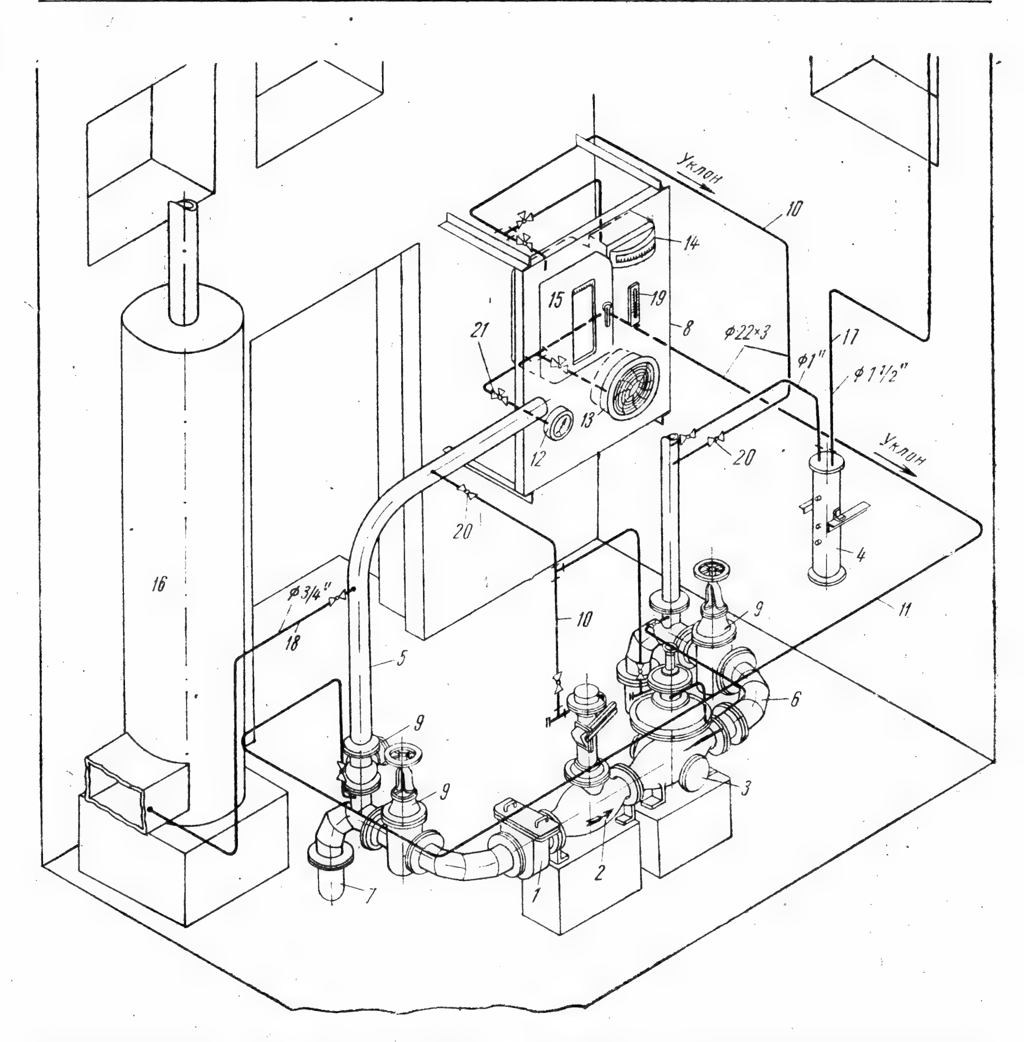


Рис. 9.52. Схема ГРП конечного низкого давления, оборудованного регуляторами **типа РДС** (подвод газа слева):

1 — фильтр с набивкой конским волосом; *2* — предохранительный запорный клапан типа ПК; *3* — регулятор давления типа РДС; *4* — гидравлический предохранитель; *5* — отвод; *6* — газопровод конечного давления; *7* — газопровод начального давления; *8* — щит КИП; *9* — задвижка; *10* — импульсные коммуникации конечного давления; *11* — импульсные коммуникации начального давления; *12* — указывающий манометр начального давления (шкала $0 \div 10$ *кГ/см*²); *13* — регистрирующий манометр начального давления (тип МСС-410 шкала $0 = 4$ *кГ/см*² или другие); *14* — указывающий манометр конечного давления (напоромер мембранный типа 746 шкала 0—630 *мм* вод. ст.); *15* — регистрирующийм анометр конечного давления (тягонапоромер тип ДК-ТСчР шкала 0—630 *мм* вод. ст.); *16* — отопительная печь во взрывобезопасном исполнении; *17* — трубка сброса газа в атмосферу; *18* — трубка подвода газа низкого давления к печи; *19* — термометр; *20* — кран или вентиль; *21* — кран трехходовой.

Предохранительные пружинные клапаны следует подбирать из условия сброса в атмосферу около 25% газа от максимальной пропускной способности одной регулирующей нитки.

На таких ГРП в целях повышения надежности и безопасности работы не рекомендуется осуществлять синхронизацию работы регуляторов давления или регулирующих клапанов за счет управления ими от одного командного прибора.

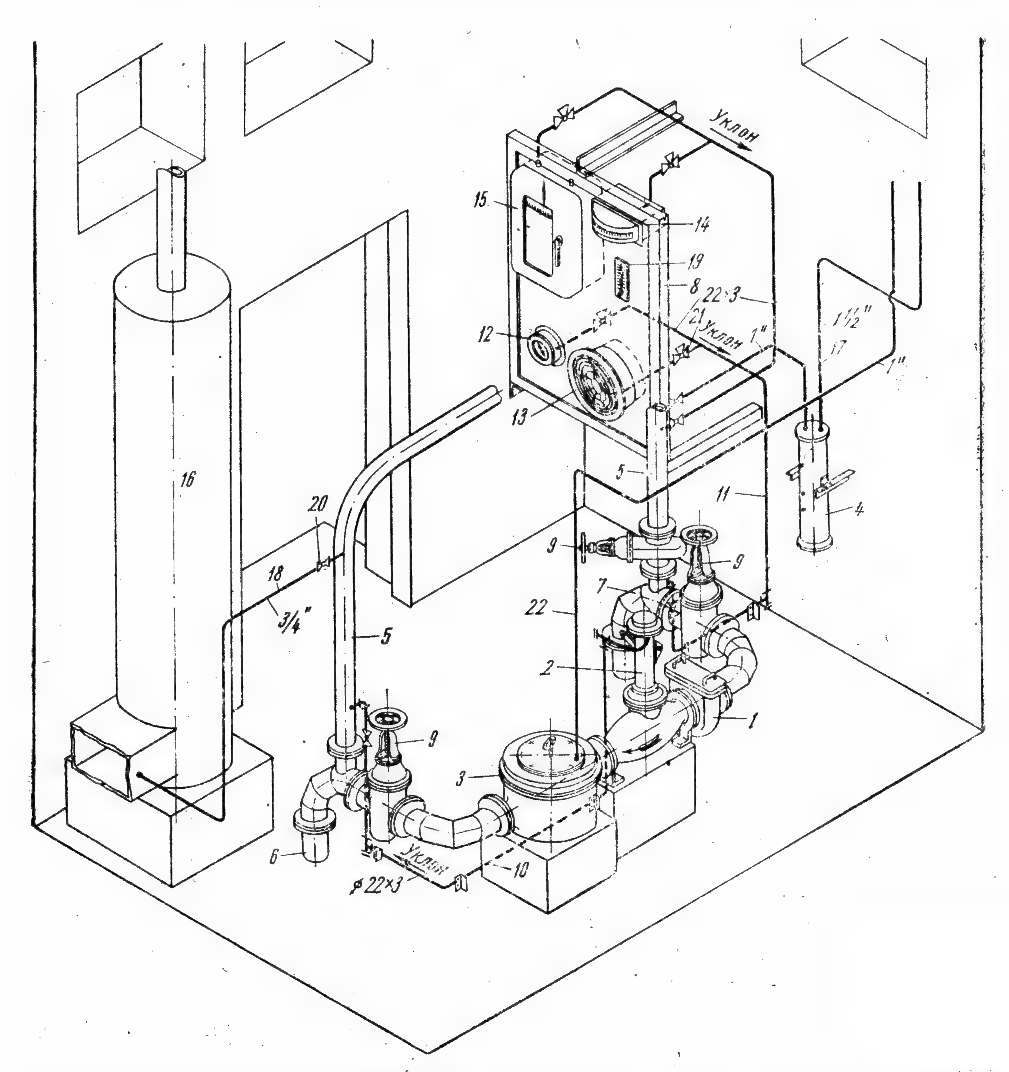
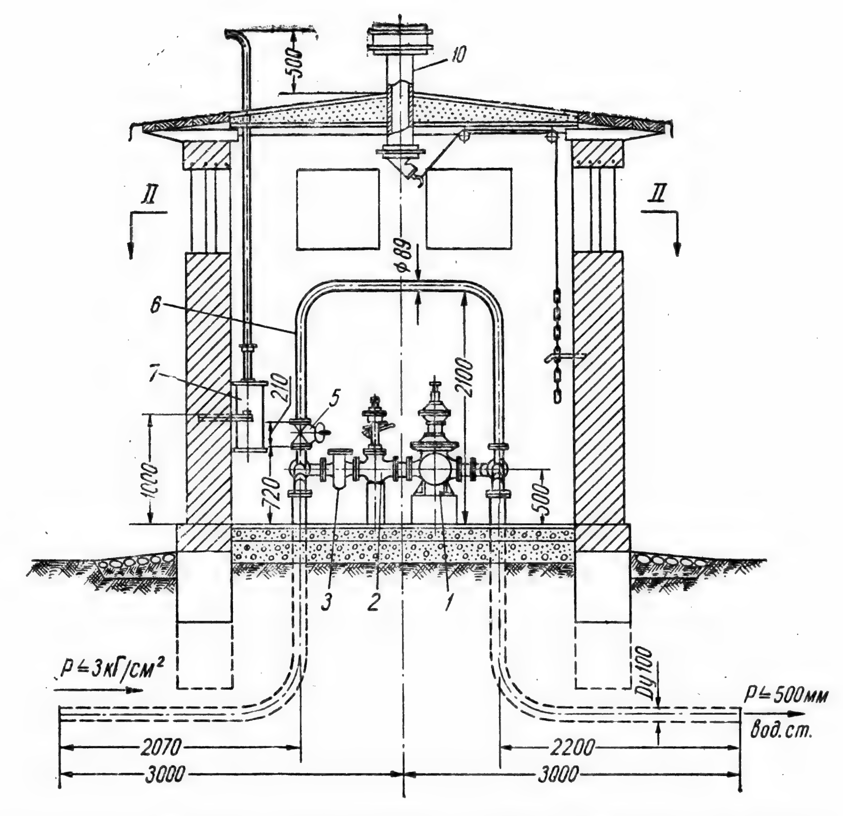


Рис. 9.53. Схема ГРП, оборудованного регуляторами типов РНД, КиРД (подвод газа справа):

3 — регулятор давления типа РНД или К;
22 — трубка, соединяющая надмембранную полость регулятора с атмосферой. Остальные обозначения см. на рис. 9.52.

ГРП первой группы при их высокой пропускной способности и большом содержании механических примесей в газе целесообразно оборудовать фильтрами, показанными на рис. 9.43 — 9.46, располагая их в зависимости от местных условий внутри или вне здания ГРП.

Городские ГРП второй и третьей группы, питающие газом среднего давления городские, районные или квартальные газопроводы низкого давления, являются наиболее массовыми сооружениями систем распределения газа. Эти ГРП оборудуются фильтрами, предохранительными запорными клапанами, регуляторами давления, запорными устройствами, обводом с запорным устройством и контрольно-измерительными приборами. На ГРП обычно устанавливаются также гидравлические предохра-



Разрез по II-II

Разрез по III-III

Рис. 9.54. Установка регулирующего и предохранительного оборудования с РДС-100:

1 — регулятор давления РДС-100; 2 — предохранительный запорный клапан ПК-100; 3 — фильтр волосяной $D_у = 100$; 4 — задвижка 30ч7бк $D_у = 100$; 5 — задвижка 30ч7бк $D_у = 80$; 6 — обвод $D_у = 80$; 7 — гидравлический предохранитель; 8 — отопительная печь; 9 — щит КИП; 10 — дефлектор.

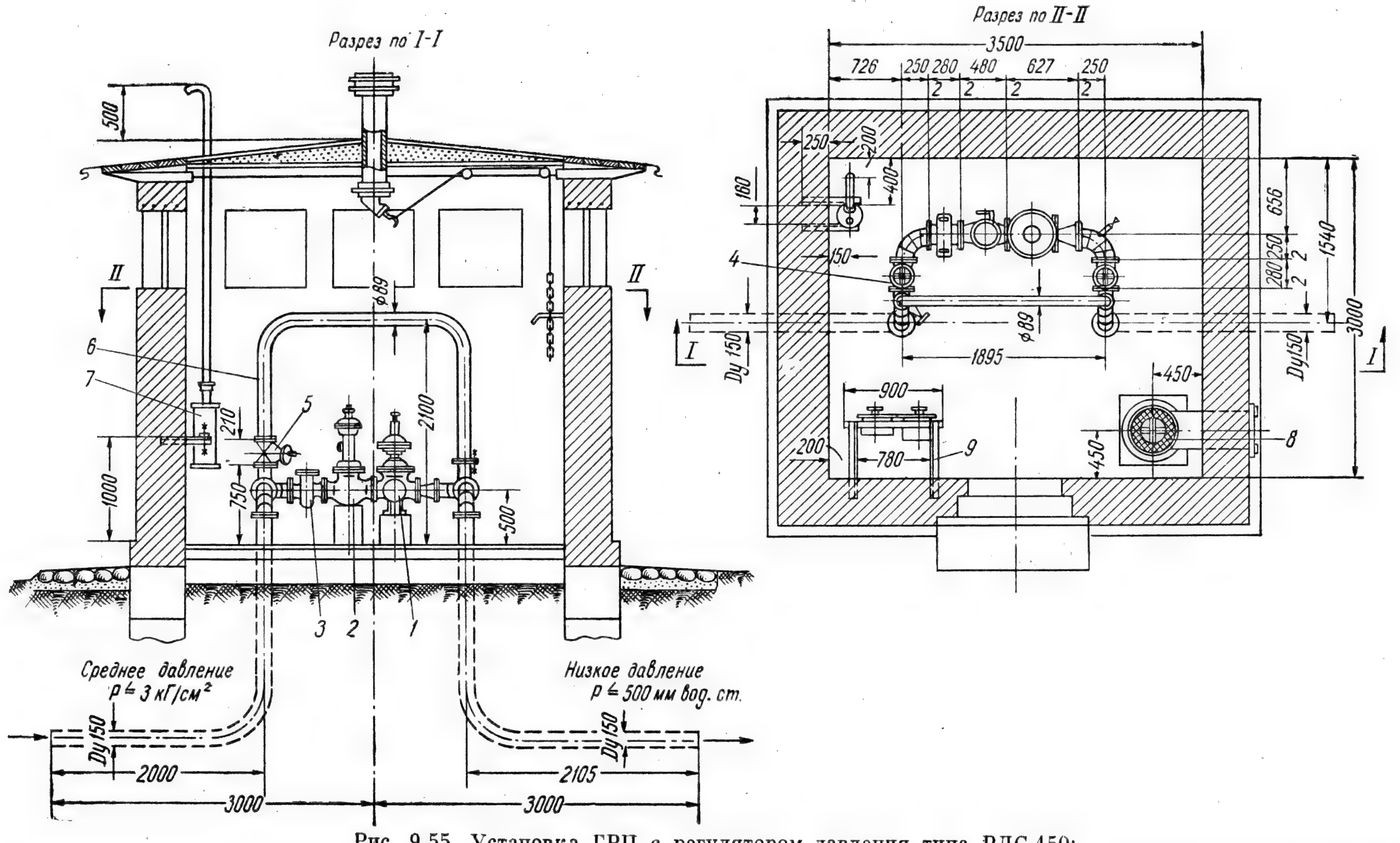
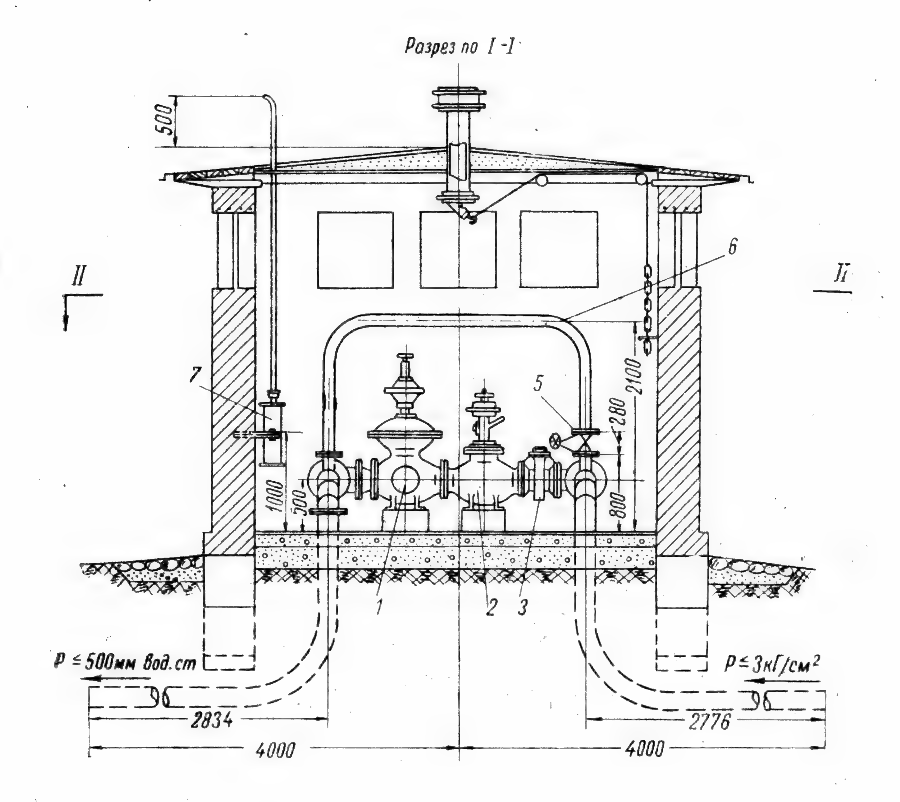


Рис. 9.55. Установка ГРП с регулятором давления типа РДС-150:

1 — регулятор давления РДС-150; 2 — предохранительный взрывной клапан ПК-150; 3 — фильтр волосяной $D_у = 150$; 4 — задвижка 30ч7бк $D_у = 150$; 5 — задвижка $D_у = 100$; 6 — обвод $D_у = 100$; 7 — гидравлический предохранитель; 8 — отопительная печь; 9 — щит КИП.



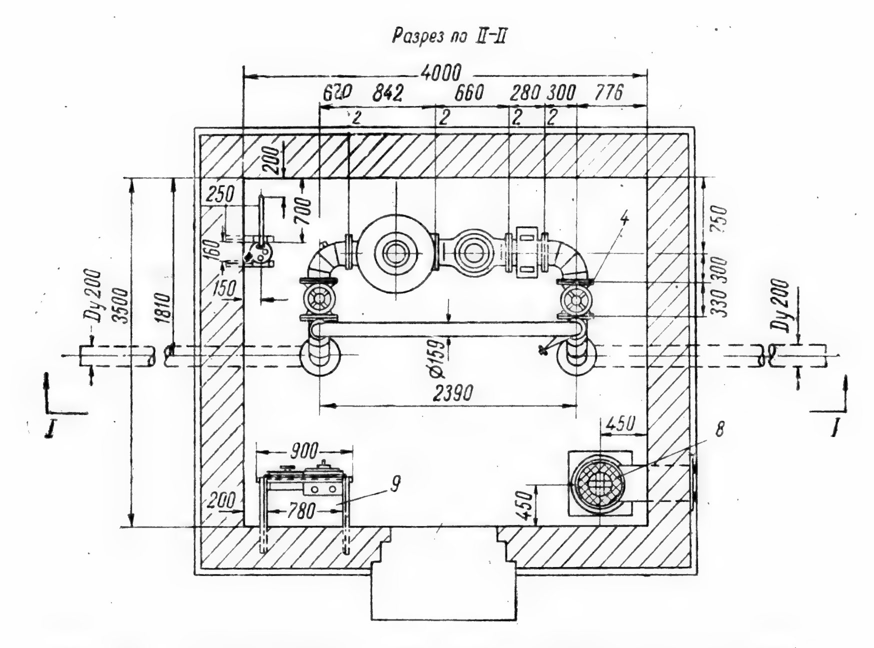


Рис. 9.56. Установка ГРП с регулятором давления типа РДС-200:

1 — регулятор давления РДС-200; 2 — предохранительный запорный клапан ПК-200; 3 — фильтр волосяной $D_у = 200$; 4 — задвижка 30ч7бк $D_у = 200$; 5 — задвижка 30ч7бк $D_у = 150$; 6 — обвод $D_у = 150$; 7 — гидравлический предохранитель; 8 — отопительная печь; 9 — щит КИП.

нители, предотвращающие повышение давления газа после регулятора при его утечках через неплотности клапана в период отсутствия расхода или при меньшем расходе, чем пропускная способность неплотностей. Отсутствие гидравлических предохранителей будет приводить при прекращении отбора газа в отдельные часы к возрастанию давления после регулятора (при наличии почти неизбежных в эксплуатации неплотностей в клапане) до пределов, при которых сработает предохранительный клапан и отключит поступление газа в расходный газопровод. Такое явление недопустимо, так как приводит к необходимости повторной продувки газопроводов и повторного включения потребителей, питающихся газом от тупиковых газопроводов. Гидравлические предохранители обычно являются ненужными в кольцевых системах, в которых расход газа в любое время превышает величину утечек через неплотности клапана регулятора давления. Настройка гидравлических предохранителей производится на меньшее давление, чем настройка предохранительных запорных клапанов. Схема распространенных ГРП, оборудованных регуляторами давления типа РДС на конечное низкое давление, приведена на рис. 9.52, а схема с регуляторами давления типов РНД, К (Механик-Газелан) и РД на рис. 9.53 (продувочные газопроводы на схемах не показаны).

Установочный чертеж оборудования с РДС-100 приведен на рис. 9.54. В здании этого же размера может устанавливаться оборудование с РДС-80, РНД-100, РНД-80, К-100, К-80 и РД-50.

Установочные чертежи оборудования с регуляторами давления типов РДС-150 и РДС-200 приведены на рис. 9.55 и 9.56. В зданиях этих же размеров может устанавливаться оборудование типов РНД и К с теми же условными проходами.

Городские ГРП четвертой группы. ГРП четвертой группы (местного значения) предназначаются для питания газом низкого давления отдельных жилых и общественных зданий или их групп с небольшим расходом газа. Такие ГРП оборудуются сетчатыми фильтрами типов ФГ-32-1, ФГ-40-1, ФГ-50-1 или волосяным фильтром типа $D_у$ — 50; регуляторами давления типов РД-32 и РД-50 (лучше с наружным импульсным устройством); предохранительными запорными клапанами типов ПЗК$_н$-32, ПЗК$_н$-50-Ш, ПЗК$_н$-50 и ПКК-40; контрольно-измерительными приборами, указывающими начальное и конечное давление газа, гидравлическим предохранителем или мембранным предохранительным клапаном и запорной арматурой. Обычно в таких ГРП устанавливается параллельно по два регулятора давления (рабочий и резервный). При установке одного регулятора давления в схеме ГРП предусматривается обвод для возможности подачи газа потребителям при смене фильтра или его снятии для очистки от пыли и ремонте или замене регулятора давления и предохранительного запорного клапана. Принципиальная схема таких ГРП аналогична схеме, приведенной на рис. 9.53.

В связи с малыми габаритами оборудования, применяемого в таких ГРП, оно монтируется как в малогабаритных зданиях, аналогичных рис. 9.54, так и в металлических запирающихся на замок шкафчиках. Размещение ГРП конечного низкого давления с регуляторами типа РД в металлических шкафчиках показано на рис. 9.57, а габаритные размеры шкафчиков в зависимости от числа регуляторов и их размеров приведены в табл. 9.27. В таких же шкафчиках могут размещаться и регуляторы типа РСД-32 и РСД-50. Габаритные размеры шкафчиков для одиночных регуляторов этих типов приведены в табл. 9.27.

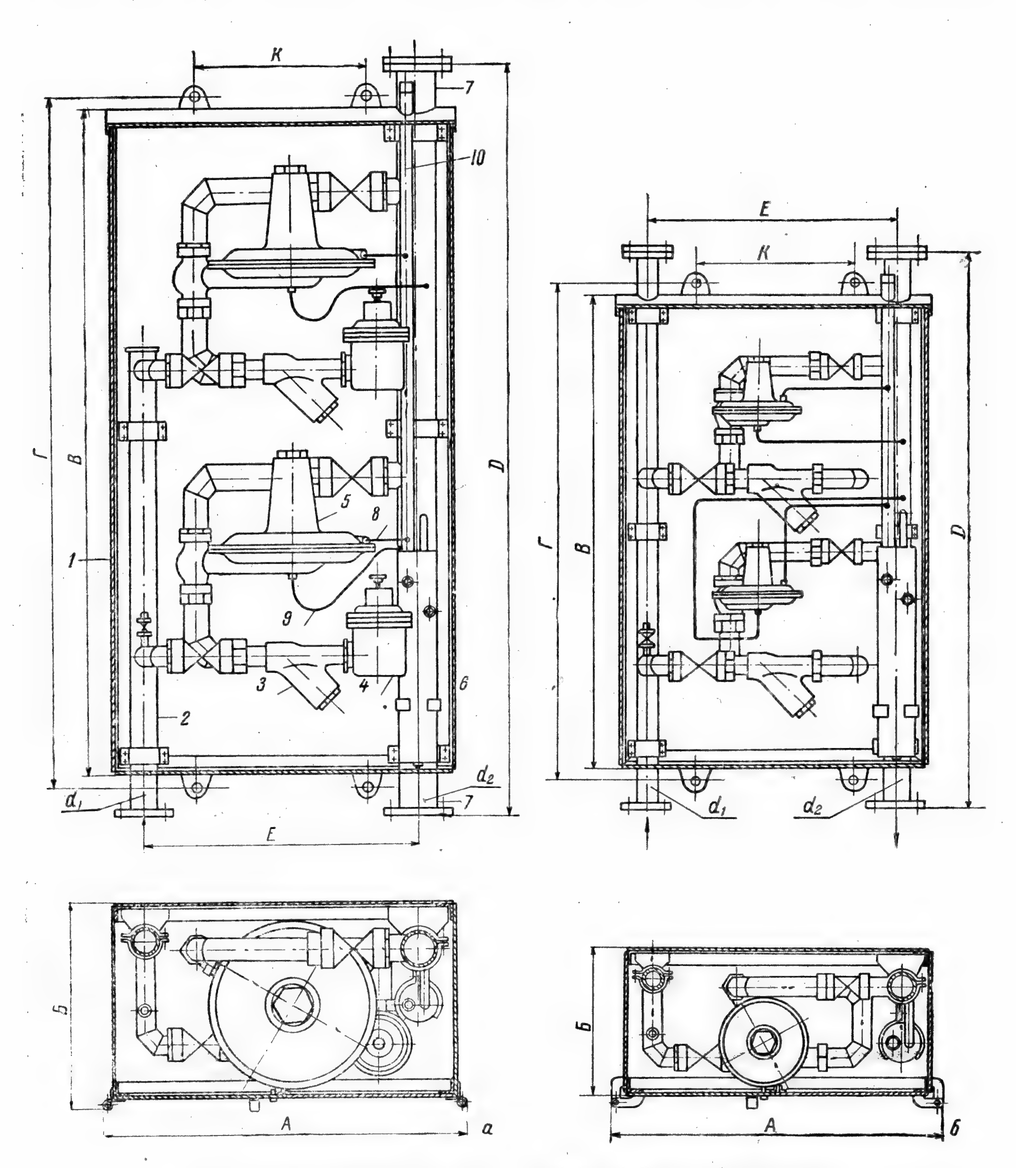


Рис. 9.57 Установка ГРП в металлических шкафчиках

(*а* — ГРП с регуляторами давления РД-50; *б* — ГРП с регуляторами РД-32): *1* — металлический шкаф; *2* — подвод газа среднего давления; *3* — фильтр; *4* — предохранительный запорный клапан; *5* — регулятор давления; *6* — гидравлический предохранитель; *7* — выход газа низкого давления; *8* — «дыхательная трубка»; *9* — импульсная трубка; *10* — сброс газа в атмосферу.

При размещении ГРП в металлических шкафчиках манометры не устанавливаются, но предусматриваются штуцеры для их присоединения в период эксплуатации.

Для отдельных одно- и двухквартирных зданий, присоединяемых к газопроводам среднего давления, местные ГРП оборудуются регуляторами типа РДК-1-00, размещаемыми в металлических шкафчиках (рис. 9.58). Такая установка допустима как по причине ничтожного расхода газа через такой ГРП, так и потому, что этот регулятор

Таблица 9.27

Размеры металлических шкафчиков для ГРП с регуляторами типов РД-32, РД-50, РСД-32 и РСД-50

Тип	Размеры, *мм*								
	А	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*К*	d_1	d_2
2РД-50	830	480	1558	1610	1758	650	400	60	89
2РД-32	787	375	1100	1170	1300	590	375	42,3	60
1РД-50	1100	485	850	920	1060	900	570	60	89
1РД-32	927	435	700	770	900	750	520	42,3	60
1РСД-50	1137	485	900	970	1100	940	600	60	89
1РСД-32	982	405	800	870	1000	800	520	42,3	60

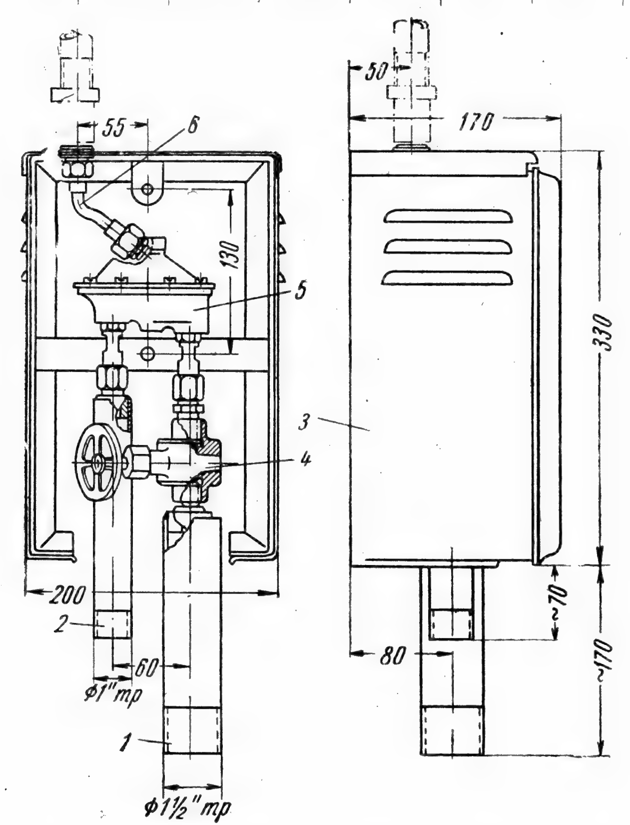


Рис. 9.58. Установка регулятора давления типа РДК в металлическом шкафу:

1 — газопровод начального среднего давления; 2 — газопровод низкого давления; 3 — металлический шкафчик; 4 — игольчатый вентиль ВИН-1 $D_у$ $1^1/_2$'' (конструкции Мосгазпроекта); 5 — регулятор давления РДК-1-00; 6 — трубка сброса газа в атмосферу.

давления оборудован вмонтированным в него предохранительным клапаном.

Основные требования, предъявляемые к городским ГРП. Во всех типах городских ГРП должно применяться оборудование, имеющее паспорт завода-изготовителя с указанием технологических характеристик

и результатов испытаний. Использование оборудования, не имеющего паспорта, без проведения всех видов испытаний для аналогичных аппаратов и арматуры недопустимо. Городские ГРП размещаются, как правило, в специальных одноэтажных светлых несгораемых зданиях с перекрытиями легкой конструкции. Двери и оконные проемы обычно выполняются из дерева. Двери ГРП должны открываться наружу и иметь ширину не менее 0,8 *м*. Общую площадь взрывных проемов (окон, дверей и легко разрушающихся панелей) для зданий ГРП следует принимать в размере не менее 500 *см*² на каждый кубометр емкости помещения, в котором расположено регулирующее, предохранительное оборудование и арматура.

ГРП местного значения размещаются как в малогабаритных зданиях, так и в металлических, запирающихся на замок, шкафчиках, устанавливаемых на металлических или железобетонных столбах или на глухих стенах зданий, при давлении газа на вводе в ГРП до 3 *кГ/см*² (рис. 9.59).

При отсутствии глухих стен и невозможности или нецелесообразности установки шкафов на столбах их допускается крепить к стенам зданий, имеющих проемы. При этом расстояния от шкафов до проемов по горизонтали следует принимать не менее: от дверных и оконных проемов жилых помещений — 1,5 *м*, от оконных проемов подсобных и производственных помещений (кухонь, коридоров, мастерских и т. п.) — 1,0 *м*.

Установка шкафов под окнами, независимо от высоты их расположения над уровнем земли недопустима.

Размещение ГРП в шкафчиках может допускаться только при осушенном, не образующем водного конденсата газа (с учетом теплового эффекта дросселирования) и при применении в регуляторах давления морозостойких мембран.

Устройство ГРП в подземных или полуподземных помещениях, недопустимо.

При вынужденном размещении ГРП в таких помещениях должны разрабатываться специальные меры безопасности, согласовываемые с органами надзора.

Здания ГРП размещаются в садах, скверах, внутри жилых кварталов, в просторных дворах зданий и на других свободных площадках на расстоянии от зданий и объемных сооружений не менее: при давлении газа на входе в ГРП до 3 *кГ/см*² — 10 *м*, при давлении более 3 и до 6 *кГ/см*² — 15 *м* и при давлении более 6 *кГ/см*² — 20 *м*. Расстояние между ГРП в шкафчиках, устанавливаемых на столбах, и зданиями должно быть не менее 6 *м*.

Каждый ГРП необходимо снабжать наружными отключающими устройствами, располагаемыми не ближе 10 *м* от здания ГРП. При питании ГРП тупиковых газопроводов обязательным является одно отключающее устройство со стороны подачи газа.

Установка ГРП вблизи производств с выбросом пламени и искр не допускается.

Компоновка трубопроводов, оборудования, арматуры и КИП в зданиях ГРП должна обеспечивать доступность к ним и удобство обслуживания при эксплуатации и ремонте. Это же требование должно предъявляться и к ГРП, размещаемым в шкафчиках.

Соединения газопроводов в ГРП должны как правило производиться на сварке. Фланцевые и резьбовые соединения могут применяться только для присоединения оборудования, арматуры и КИП, и в местах, где при ремонтах необходимо разъединение трубопроводов.

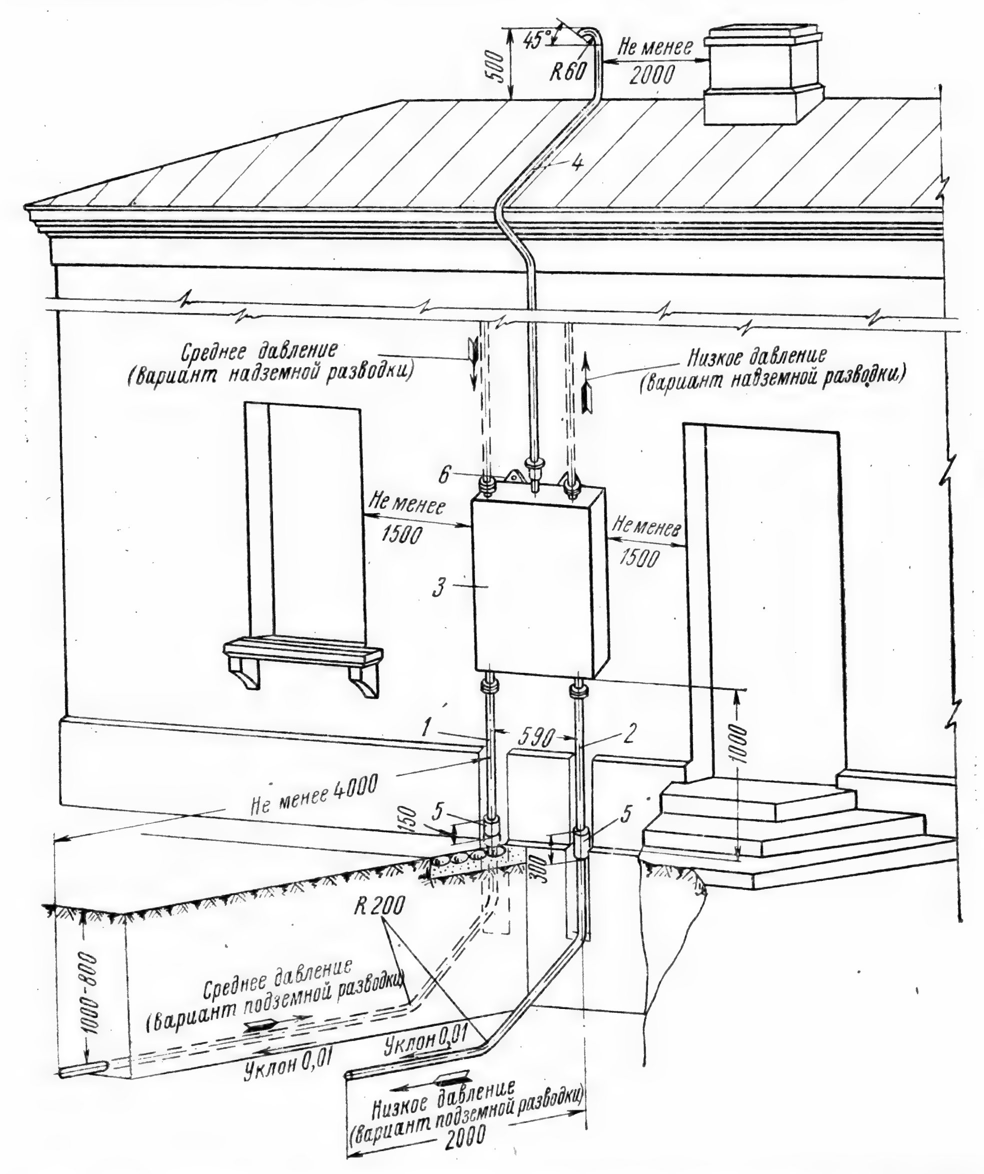


Рис. 9.59. Установка ГРП, оборудованного двумя регуляторами давления типа РД-32 в металлическом шкафчике на стене здания:

1 — газопровод среднего давления ⌀40/4″; *2* — газопроводы низкого давления ⌀60/4″; *3* — металлический шкафчик ГРП; *4* — труба сброса газа в атмосферу; *5* — металлические футляры ⌀108/4; *6* — крепление шкафчика.

Здания ГРП относятся к категории взрывоопасных помещений.

Отопление зданий может быть водяное, паровое низкого давления и печное — во взрывобезопасном и пожаробезопасном исполнении. Температура в зданиях должна быть не менее +5° С.

При устройстве в ГРП обслуживаемых диспетчерских пунктов их следует располагать за глухой стеной и оборудовать самостоятельным входом.

ГРП, питающие газом городские газопроводы среднего и высокого давлений, а также ГРП, характеризующие работу основных узлов системы низкого давления, необходимо по возможности оборудовать телефонной связью и средствами телеизмерения.

Телефон, устанавливаемый в здании ГРП, должен быть взрывобезопасным; в противном случае он устанавливается вне помещения ГРП, в нише стены или в металлическом запирающемся ящике.

Здания ГРП оборудуются не менее, чем трехкратной естественной вентиляцией, осуществляемой при помощи дефлекторов в перекрытиях зданий и жалюзийных решеток для притока воздуха.

При расположении ГРП в шкафчиках, последние оборудуются отверстиями, щелями или решетками для естественного подвода и отвода воздуха.

При устройстве в зданиях ГРП электрического освещения оно может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в обычном исполнении типа «Кососвет».

При размещении ГРП в полевых условиях их необходимо оборудовать грозозащитой в соответствии с «Руководящими указаниями АН СССР по защите сооружений от грозовых разрядов».

Испытание газорегулировочных пунктов*. Испытание плотности и правильности действия ГРП производится после выполнения всех строительно-монтажных работ (исключая окраску) и проведения внешнего осмотра представителем заказчика.

При внешнем осмотре производится сверка правильности смонтированного газопровода, всех аппаратов, арматуры и контрольно-измерительных приборов с проектом, а также проверка: чистоты внутренней полости труб и арматуры, качества изготовления монтажных узлов, крепежа, правильности уклонов (в особенности для импульсных коммуникаций), качества сварных стыков и фланцевых соединений и работоспособности запорной арматуры.

Осмотр смонтированного ГРП оформляется актом, подписываемым представителями заказчика и строительно-монтажной организации.

Испытание плотности ГРП может производиться в один или два приема в зависимости от типа применяемых регуляторов давления. Для регуляторов давления, допускающих повышение конечного давления до величины начального давления, испытание плотности производится в один прием, а для регуляторов давления, не допускающих такого повышения давления, в два приема.

При регуляторах давления, допускающих повышение конечного давления до величины начального, испытание плотности производится пневматическим давлением одновременно для всего комплекса газопроводов и установленной аппаратуры и арматуры. Величина испытательного давления должна, как правило, быть не менее 1,25 от максимально возможного рабочего давления газа на входе в ГРП и не ниже 1 *кГ/см*^{2}. Если регуляторы давления не допускают такой возможности, величина испытательного давления может быть снижена до величины максимального рабочего давления на входе в ГРП.

Испытание на плотность для этого случая проводится в течение от 4 до 12 часов в зависимости от диаметров газопроводов. ГРП считается удовлетворительным по плотности, если при обмазке мыльным раствором

---

* Приводимые нормы испытаний ГРП несколько отличаются от норм, изложенных в правилах Госгортехнадзора.

не обнаруживается неплотных мест и если падение истинного давления (с учетом изменения барометрического давления и температуры за период испытания) не превышает удвоенной величины, подсчитываемой по формулам 5.2—5.4.

При регуляторах давления, не допускающих повышения конечного давления до величины начального, испытание плотности производится двухкратно.

Первое испытание производится при отключенной с помощью задвижек аппаратуре и арматуре пневматическим давлением не менее 1,25 от максимально возможного давления на входе в ГРП и не ниже 1 $кГ/см^2$.

Газопроводы ГРП могут считаться удовлетворительными по плотности, если при обмазке мыльным раствором не обнаруживается неплотных мест и если падение истинного давления (с учетом изменения барометрического давления и температуры) не превышает удвоенной величины, подсчитываемой по формулам 5.2—5.4. Испытание на плотность обычно продолжается в течение 4—12 часов, в зависимости от диаметра газопроводов.

Второе испытание производится с включенной аппаратурой и арматурой. При этом давление на входе в ГРП должно быть не менее максимально возможного рабочего, а давление на выходе не менее максимально допустимого по паспортным данным регулятора давления (воздух при этом испытании может сбрасываться в атмосферу). ГРП считаются удовлетворительными, если при обмазке мыльным раствором не обнаруживается неплотных мест.

После испытания ГРП на плотность производится их испытание воздухом на правильность регулирующего действия со сбросом воздуха в атмосферу.

Испытание ГРП, смонтированных в шкафчиках на заводах и имеющих паспортную характеристику о их герметичности и правильности регулирующего действия, производится воздухом. При этом давление на входе в ГРП должно быть равно максимально возможному рабочему, а давление на выходе — максимально допустимому по паспортным данным регуляторов давления. Воздух при испытании сбрасывается в атмосферу. ГРП считается удовлетворительным, если при обмазке мыльным раствором не обнаруживается неплотных мест, и регулирование конечного давления происходит плавно без скачков при изменении величины сброса воздуха в атмосферу.

6. Местные газорегулировочные пункты коммунальных и промышленных предприятий

Местные газорегулировочные пункты коммунальных, промышленных и других предприятий устанавливаются на территориях потребителей газа при их присоединении к городским газопроводам высокого или среднего давлений. В задачу этих ГРП входит поддержание постоянства давления перед газовыми горелками газопотребляющих установок на необходимом уровне независимо от расхода газа и колебаний давления в городских газопроводах.

Технологические схемы таких ГРП весьма разнообразны и зависят главным образом от их назначения и расхода газа, а также от начального и конечного давления газа и типов применяемого оборудования. Ниже рассматриваются схемы ГРП, получившие распространение при газоснабжении массовых потребителей газа.

На рис. 9.60 приведена принципиальная схема ГРП, предназначенного для снабжения установок предприятий газом низкого давления из городских газопроводов среднего давления. В качестве регулирующего оборудования схемой предусматривается использование регулятора давления типа РДС, а в качестве приборов для замера расхода газа—счетчиков ротационного типа.

Газ из городского газопровода среднего давления проходит фильтр, предохранительный запорный клапан, регулятор давления, счетчик (или счетчики не более двух) и подается в расходный газопровод к газовым горелкам установок (котлов, печей).

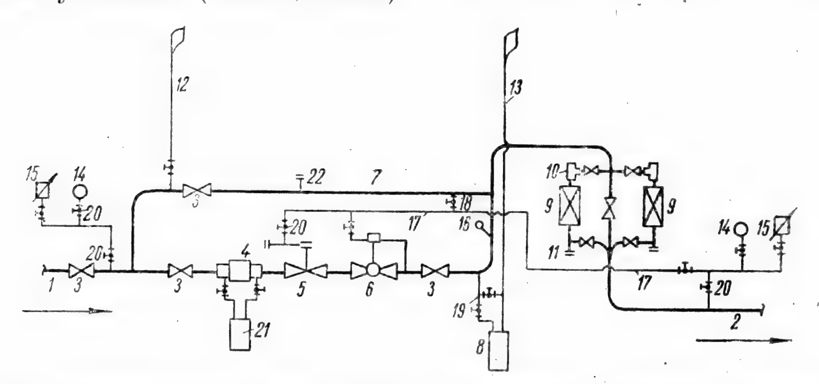


Рис. 9.60. Принципиальная схема местного ГРП конечного низкого давления с регулятором давления типа РДС и командным прибором типа РУН-1-00:

1 — газопровод среднего давления; 2 — расходный газопровод низкого давления; 3 — задвижки; 4 — фильтр с конским волосом; 5 — предохранительный запорный клапан типа ПК; 6 — регулятор давления типа РДС; 7 — обвод; 8 — гидравлический предохранитель; 9 — ротационный счетчик; 10 — сетчатый фильтр; 11 — пробка; 12 — продувочная свеча; 13 — трубка сброса газа в атмосферу и продувочная свеча; 14 — указывающие манометры; 15 — регистрирующие манометры; 16 — карман для термометра; 17 — импульсная трубка конечного давления; 18 — импульсная трубка для настройки регулятора давления; 19 — обвод для продувки оборудования; 20 — краны или вентили; 21 — дифференциальный манометр; 22— штуцеры для возможности присоединения манометров.

Для ремонта оборудования и чистки фильтра схема предусматривает возможность их отключения и подачи газа горелкам установок по обводу. Снижение давления в этот период производится вручную с помощью задвижки на обводе. Схема предусматривает также возможность демонтажа счетчиков для их ремонта или проверки без перерыва подачи газа установкам.

Импульс конечного давления под мембрану командного прибора регулятора давления и предохранительного запорного клапана берется после прохода газа через счетчик, а импульс для настройки регулятора в период пуска из обвода. Продувка наружных и внутриобъектовых газопроводов до ГРП производится через продувочную свечу, присоединяемую к обводу до задвижки.

Продувка оборудования ГРП осуществляется через свечу гидравлического предохранителя (при отключенном предохранителе). Такая схема продувки предотвращает эрозию уплотнительных поверхностей арматуры и оборудования и засорение фильтров ГРП и счетчика.

Для предотвращения отключения ГРП с помощью предохранительного запорного клапана при отсутствии расхода газа и наличии небольших неплотностей в клапане регулятора давления схема предусматривает наличие гидравлического предохранителя, настраиваемого на меньшее давление, чем давление срабатывания предохранительного запорного кла-

пана. Контроль начального и конечного давлений газа осуществляется с помощью указывающих и регистрирующих манометров, а контроль температуры с помощью указывающего ртутного термометра.

На рис. 9.61 показана принципиальная схема ГРП на конечное низкое давление с установкой регулятора давления типа РД с внешним импульсом. Ее отличием от схемы рис. 9.60 является наличие соединения

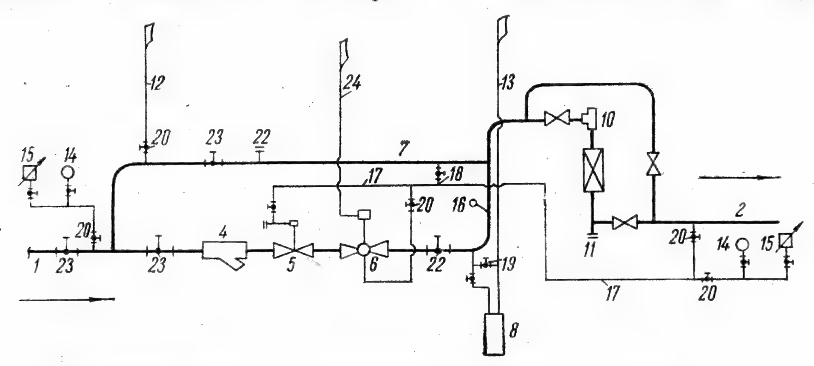


Рис. 9.61. Принципиальная схема местного ГРП конечного низкого давления с регуляторами давления типа РД:

4 — угловой сетчатый фильтр; 5 — предохранительный запорный клапан типа ПЗКн; 6 — регулятор давления типа РД с наружным импульсным устройством; 23 — краны; 24 — трубка, соединяющая надмембранную полость регулятора давления с атмосферой. Остальные обозначения см. на рис. 9.60.

надмембранного пространства регулятора давления с атмосферой. В качестве фильтра в такой схеме может применяться как волосяной в чугунном корпусе $D_у = 50$, так и угловой сетчатый ФГ–32 ÷ ФГ-50 (в зависимости от размера регулятора давления).

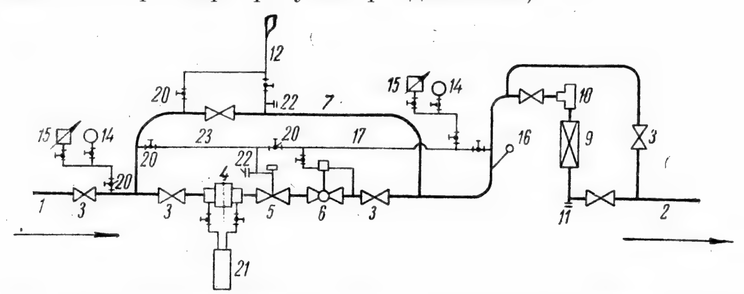


Рис. 9.62. Принципиальная схема местного ГРП конечного среднего давления:

5 — предохранительный запорный клапан типа ПК с пружинной нагрузкой; 6 — регулятор давления типа РДС на конечное среднее давление; 23 — импульсная трубка начального давления для настройки предохранительного запорного клапана. Остальные обозначения см. на рис. 9.60.

Схема рис. 9.61 применяется и при оборудовании ГРП регуляторами давления большой пропускной способности конечного низкого давления типов РНД и К. Различие будет заключаться только в размерах трубопроводов, запорной арматуры, фильтра и другого оборудования. Не потребуется в этом случае и внешнего импульса конечного давления, так как этот импульс встроен в конструкцию регуляторов типов РНД и К.

Если по технологическим соображениям необходим газ конечного среднего давления, компоновка оборудования в ГРП осуществляется по принципиальной схеме, приведенной на рис. 9.62.

В качестве регулирующего органа используется регулятор давления типа РДС с активной площадью мембраны командного прибора и пружиной, подбираемыми по табл. 9.15, в зависимости от величины необходимого конечного давления. Предохранительный запорный клапан применяется типа ПК с пружинной нагрузкой (рис. 9.37); установка при такой схеме регистрирующего конечное давление газа манометра является совершенно необходимой, так как без него исключается возможность учета расходуемого газа с необходимой в практике точностью (установка регистрирующих давление манометров в схемах рис. 9.60 и 9.61 желательна, но не необходима).

Схема предусматривает возможность раздельной продувки газом через одну свечу газопроводов до ГРП и регулирующего оборудования.

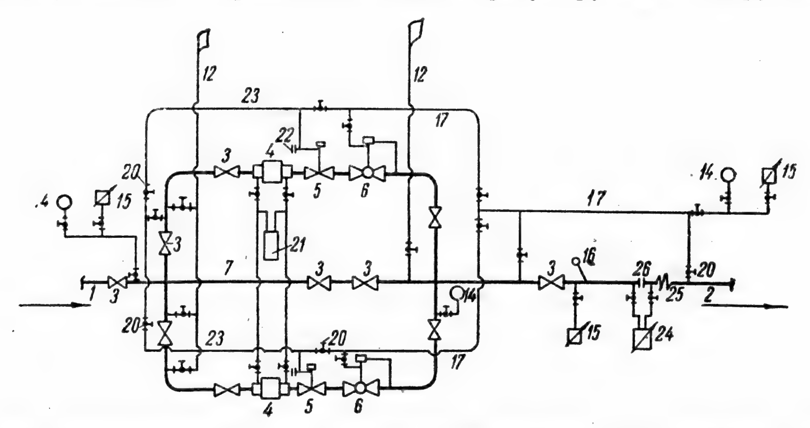


Рис. 9.63. Принципиальная схема двухниточного местного ГРП конечного среднего давления с регуляторами типа РДС:

1 — газопровод высокого давления; 2 — расходный газопровод среднего давления; 5 — предохранительный запорный клапан типа ПК с пружинной нагрузкой; 6 — регулятор давления типа РДС на конечное среднее давление; 23 — импульсная трубка начального давления для настройки предохранительного запорного клапана; 24 — расходомер; 25 — линзовый компенсатор; 26 — расходомерная диафрагма. Остальные обозначения см. на рис. 9.60.

Схема дает также возможность настройки предохранительного запорного клапана газом начального давления и настройки регулятора давления сбросом газа в продувочную свечу.

Приведенная схема может использоваться и при применении регуляторов давления типов РСД-32 и РСД-50.

В некоторых случаях применяется параллельная установка двух регуляторов давления. Такая необходимость возникает тогда, когда пропускная способность одного регулятора давления недостаточна, а других регуляторов нет или когда расход газа резко изменяется по времени и уменьшается в отдельные часы до 10 и менее процентов от номинального расхода газа. В последнем случае регуляторы давления работают неустойчиво и не обеспечивают поддержания постоянного конечного давления при малых расходах газа.

Компоновка оборудования в ГРП в обоих случаях осуществляется в виде двух параллельных регулирующих ниток с расположением на каждой: фильтра, предохранительного запорного клапана и регулятора давления. Пропускная способность каждой нитки принимается в размере 75% от номинального расхода газа, а пропускная способность одного (на две нитки) обвода в размере 100%.

В том случае, если одним регулятором с 75%-ным расходом не может быть обеспечено устойчивого конечного давления при малом расходе газа, необходимо применять регуляторы с разной пропускной способностью.

Параллельную установку двух и более регулирующих ниток необходимо применять и тогда, когда ГРП должен обеспечивать абсолютную надежность подачи газа независимо от возможных неполадок с регуляторами давления и другим оборудованием.

Высокая надежность газоснабжения необходима для всех промышленных предприятий с большим расходом газа и разветвленной сетью дворовых, межцеховых и внутрицеховых газопроводов, а также тех, где неожиданный перерыв в подаче газа приводит к остановке предприятия

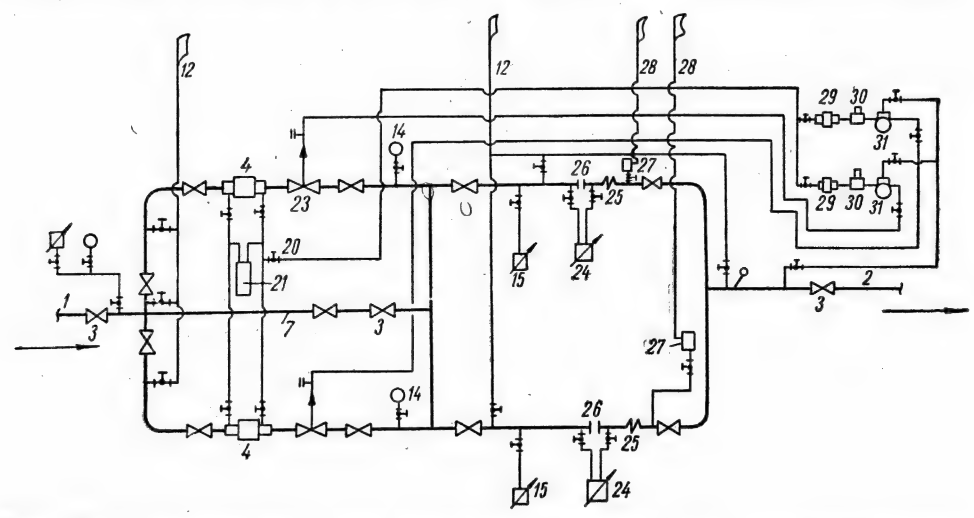


Рис. 9.64. Принципиальная схема двухниточного местного ГРП на конечное среднее давление с регуляторами давления непрямого действия:

1 — газопровод высокого давления; *2* — газопровод среднего давления; *23* — клапан регулирующий типа 25ч32нж(ВО); *24* — расходомер; *25* — линзовый компенсатор; *26* — расходомерная диафрагма; *27* — предохранительный пневматический пружинный клапан; *28* — труба сброса газа в атмосферу; *29* — фильтр; *30* — редуктор; *31* — регулятор давления (командный прибор типа РД).

или отдельных его цехов, нарушает технологический процесс, ухудшает качество продукции или связан со значительным материальным ущербом.

Простейшая принципиальная схема двухниточного ГРП приведена на рис. 9.63. Схема предусматривает устройство ГРП для газоснабжения промышленного предприятия из городского газопровода высокого давления. В качестве регулирующего оборудования приняты регуляторы давления типа РДС на конечное среднее давление, а в качестве счетчика — расходомерная диафрагма. Для возможности легкого демонтажа диафрагмы и замены ее новой диафрагмой предусматривается установка линзового компенсатора. Особенностью схемы является также наличие на каждой нитке высокого давления и на обводе двух последовательно установленных задвижек.

Еще более надежная схема двухниточного ГРП, предназначенного для газоснабжения крупного промышленного предприятия, приведена на рис. 9.64.

Схема предусматривает установку регуляторов давления непрямого действия на конечное среднее давление и двух расходомерных диафрагм по одной на каждой нитке.

Особенностью схемы является отсутствие предохранительных запорных клапанов и замена их предохранительными пневматическими пружинными клапанами. Сброс газа из предохранительных клапанов должен отводиться в безопасное место атмосферы. Краны или вентили на подводе газа к клапанам должны находиться в открытом и опломбированном состоянии.

Для повышения надежности работы ГРП установка предохранительных пружинных клапанов со сбросом среды в атмосферу может производиться и при схемах рис. 9.62 и 9.63. В этом случае предохранительные пружинные клапаны настраиваются на давление несколько меньшее, чем давление срабатывания предохранительных запорных клапанов.

Основные требования, предъявляемые к местным ГРП. К местным ГРП применяются те же требования, которые указаны для городских ГРП.

Вместе с этим такие ГРП допустимо при начальном среднем давлении газа размещать не только в отдельно стоящих зданиях с указанными выше разрывами, но и непосредственно в цехах и котельных, связанных с потреблением газа, а также в пристройках к ним. Промышленные цеха, в которых допустима установка ГРП, по противопожарным нормам должны относиться к категории В, Г и Д, а котельные должны располагаться в отдельно стоящих одноэтажных зданиях или одноэтажных пристройках к зданиям.

Допускается также установка ГРП с начальным и конечным высокими давлениями непосредственно в отдельно стоящих цехах или пристройках к ним, если установленное оборудование требует газа высокого давления (предприятия синтеза, газотурбинные установки, мартеновские цехи при оборудовании печей горелками высокого давления).

Местные ГРП, размещаемые в пристройках к зданиям, по аналогии с ГРП, размещаемыми в отдельно стоящих зданиях, являются взрывоопасными сооружениями категории В1а.

Размещение местного ГРП непосредственно в цеху или здании котельной не изменяет категории последних по пожарной опасности. При установке ГРП непосредственно в цеху или котельной необходимо руководствоваться следующим:

а) оборудование ГРП должно размещаться в таком месте, где ему не грозит возможность механических повреждений; при невозможности такого размещения оборудование и арматуру следует ограждать;

б) место размещения оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов должно быть освещено;

в) ко всему оборудованию ГРП должен быть обеспечен свободный доступ обслуживающего персонала;

г) расстояние в свету между оборудованием ГРП со стороны обслуживания его и выступающими частями устройств и оборудования котельной или цеха должно быть не менее 1 *м*;

д) оборудование, арматуру и контрольно-измерительные приборы ГРП желательно размещать таким образом, чтобы они находились в зоне наблюдения обслуживающего персонала и чтобы обслуживание их производилось с пола котельной или цеха. При невозможности такого размещения оборудования ГРП размещается на металлических или бетонных площадках, обеспечивающих безопасное ведение на них необходимых работ.

При этом отключающая задвижка перед ГРП должна, как правило, закрываться непосредственно с пола или иметь дистанционное управление.

7. Газораспределительные станции ГРС

Газораспределительные станции являются конечными сооружениями дальних газопроводов и ответвлений от них и обычно обслуживаются организациями, эксплуатирующими дальние газопроводы.

Одновременно они являются головными сооружениями городских систем распределения газа, поддерживающими работу последних на необходимых в эксплуатации режимах давлений.

Основными задачами ГРС являются: прием газа из дальних газопроводов, очистка его от механических примесей, замер количества поступающего в город газа, установление его физических и химических параметров,

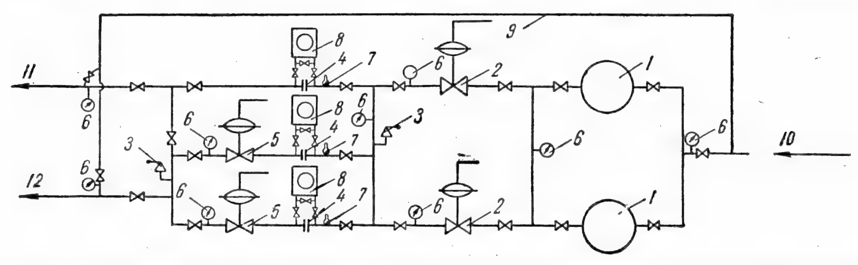


Рис. 9.65. Принципиальная схема ГРС при наличии в городе газгольдерной станции:

1 — масляные или другие пылеотделители; *2* — регулирующие давление клапаны типа ВО первой ступени; *3* — предохранительные пружинные клапаны; *4* — диафрагмы для замера газа; *5* — регулирующие давление клапаны типа ВО — второй ступени; *6* — указывающие манометры; *7* — термометры; *8* — расходомеры-дифманометры; *9* — обводная линия (за пределами здания ГРС), *10* — вход газа в ГРС; *11* — выход газа из ГРС на газгольдерную станцию; *12* — выход газа из ГРС в городскую систему распределения газа.

ограничение давления газа до величин, допустимых в присоединяемых к ГРС городских газопроводах, и поддержание в них необходимых режимов давлений, обеспечивающих нормальное газоснабжение города.

При отсутствии в городах газгольдерных станций, выравнивающих суточную неравномерность потребления газа, режим выдачи газа из ГРС неравномерный и зависит от графика потребления газа.

Покрытие суточной неравномерности в этом случае осуществляется за счет пропускной и аккумулирующей способности дальних газопроводов. Выбор всех видов оборудования для таких ГРС производится из условия обеспечения нормальной подачи газа городу как в период максимума, так и минимума нагрузки.

При наличии в городах газгольдерных станций режим выдачи газа из ГРС по часам суток выравнивается. Однако и в этом случае необходимо учитывать возможность использования аккумулирующей способности дальних газопроводов для покрытия суточных максимумов расхода и предусматривать соответствующий резерв в пропускной способности регулирующего и другого оборудования.

На рис. 9.65 приведена упрощенная схема ГРС, питающей газом городскую систему распределения газа и газгольдерную станцию. Газ высокого давления поступает в масляные пылеотделители, проходит через первую ступень регулирующих давление клапанов, замерный пункт и направляется в городскую газгольдерную станцию. Давление газа на выходе поддерживается в пределах, обеспечивающих заполнение газголь-

деров газом (при газгольдерах высокого давления — 7 ÷ 8 *кГ/см²*, давление на выходе из ГРС должно быть не менее 9 ÷ 10 *кГ/см²*).

Для выдачи газа в городскую систему распределения газа, минуя газгольдерную станцию, на ГРС предусматривается вторая ступень регулирующих клапанов, снижающих давление газа до величин, допустимых в городских газопроводах. При подаче городам газа, не имеющего характерного запаха на ГРС сооружаются установки по одоризации газа.

При подаче городу двух и более видов газов разных физико-химических характеристик на ГРС сооружаются установки по смешению газов. Эти установки должны обеспечивать однородность смеси и поддержание теплотворной способности газа, его удельного веса и скорости распространения пламени в газовоздушной смеси в пределах, требуемых для нормальной работы бытовых газовых приборов. Принципиальная схема установки по смешению двух видов газов приведена на рис. 9.66.

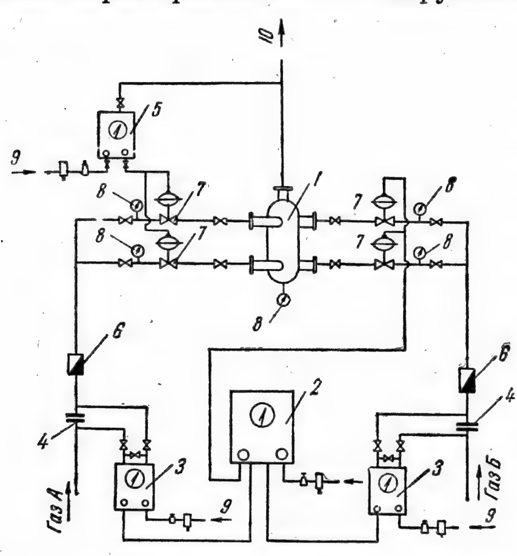


Рис. 9.66. Принципиальная схема установки по смешению двух газов:

1 — смеситель с тангенциальным подводом газов; *2* — регулятор постоянства соотношения смешиваемых газов; *3* — расходомеры-дифманометры; *4* — диафрагмы; *5* — командный прибор регулятора давления; *6* — обратные клапаны; *7* — клапаны, регулирующие давление газа; *8* — манометры; *9* — подвод командного газа (воздуха); *10* — выход смешанного газа.

Газ *А*, пройдя через диафрагму *4*, обратный клапан *6* и редуцирующие клапаны *7* подводится в смеситель *1*. По второй нитке проходит газ *Б*, попадая в тот же смеситель. Соотношение смешиваемых газов поддерживается с помощью редуцирующих клапанов, управляемых с помощью регулятора соотношения, получающего импульсы от расходомеров-дифманометров.

Основные требования, предъявляемые к ГРС. Для обеспечения безопасности городских сооружений, надежности газоснабжения потребителей с большим расходом газа и экономичности городской системы распределения газа ГРС, как правило, располагаются вне пределов города, вблизи от районов сосредоточения промышленных предприятий.

Разрывы между ГРС и городскими и другими сооружениями принимаются не менее *:

а) от границ города, промышленных предприятий и железнодорожных станций — 200 *м*. Для населенных пунктов с числом жителей до 1000 человек это расстояние снижается до 100 *м*;

б) от отдельно стоящих малоквартирных зданий — 50 *м*;

в) от магистральных железнодорожных путей — 150 *м*;

г) от автомобильных дорог первого и второго класса — 30 *м*.

Разрывы между производственными зданиями и сооружениями ГРС и между ее производственными и вспомогательными зданиями должны

* Приведенные разрывы в настоящее время пересматриваются.

быть не менее 30 *м*. Разрывы между вспомогательными зданиями и сооружениями принимаются в соответствии с действующими пожарными нормами.

На входе газа в ГРС должны быть установлены масляные пылеотделители и другие аппараты, очищающие газ от механических примесей. Количество сепараторов определяется расчетом, но должно быть не менее двух, для возможности периодического отключения одного из них для очистки.

Снижение давления газа на ГРС должно осуществляться регуляторами давления. Использование для этой цели задвижек, диафрагм и т. п. устройств не допускается. Для возможности отключения регуляторов на ремонт до них и после них устанавливаются запорные устройства.

Выбор типов регуляторов давления, их количества и пропускной способности должен обеспечивать поддержание необходимых в городской системе режимов давлений в зависимости от графиков потребления газа на расчетный срок и первую очередь.

Для возможности отключения ГРС при аварии и обеспечения подачи газа в городскую систему каждая ГРС снабжается обводом, прокладываемым под землей вне здания с установленными на нем запорными устройствами и регулировочным вентилем. Запорные устройства для отключения ГРС и обвод располагаются не ближе 10 *м* от стен здания.

Компоновка трубопроводов, оборудования, арматуры и КИП в ГРС должна обеспечивать их легкую доступность и удобство в эксплуатации и ремонте. При любом варианте компоновки газопроводов не допускается преграждать ими вход в ГРС. Ширина основного прохода в помещении ГРС должна быть не менее 1,5 *м*.

Каждая ГРС оборудуется следующим минимальным комплектом контрольно-измерительных приборов: регистрирующие манометры на входе и на каждом выходе из ГРС, расходомеры на каждом выходе из ГРС, указывающие манометры на входе в ГРС, у сепараторов, на коллекторах перед регуляторами и после них, на каждом выходе из ГРС, на обводе до регулирующего вентиля и после него, термометры и калориметры.

При смешении газов добавляются приборы, контролирующие удельный вес и горючие свойства газов.

На каждом выходящем из ГРС газопроводе устанавливаются предохранительные пружинные клапаны, предотвращающие возможность чрезмерного повышения давления сверх допустимого при неисправности регуляторов давления.

Все предохранительные клапаны должны быть оборудованы выхлопными трубопроводами, выведенными из помещения на высоту не менее 2 *м* от конька крыши здания ГРС.

Здания ГРС относятся к взрывоопасным помещениям. Они выполняются одноэтажными из огнестойких материалов с перекрытиями легкой конструкции. Устройство ГРС в подземных и полуподземных помещениях не допускается.

Диспетчерские помещения, являющиеся не взрывоопасными, могут размещаться в части здания, отделенной от помещения ГРС капитальной стеной, и должны иметь самостоятельный вход или размещаться в отдельных зданиях. Отопление здания ГРС может быть водяное или паровое.

Все ГРС должны оборудоваться телефонной связью и, по возможности, телеизмерительными устройствами, связанными с диспетчерскими службами Горгазов.

Телефоны внутри здания ГРС должны быть взрывобезопасными или в нормальном исполнении при вынесении их в диспетчерскую или другое невзрывоопасное помещение.

Здания ГРС оборудуются не менее, чем пятикратным воздухообменом, осуществляемым при помощи дефлекторов в кровле здания и открывающихся оконных фрамуг.

При устройстве в ГРС электрического освещения, оно может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в нормальном исполнении.

Все ГРС должны оборудоваться грозозащитой в соответствии с «Руководящими указаниями Академии наук СССР по защите сооружений от грозовых разрядов». По характеристике зданий и сооружений ГРС относятся к сооружениям, требующим устройства защитных мероприятий первого класса.

Территория расположения ГРС ограждается забором.

Глава десятая

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

1. Конструктивные элементы домовых газопроводов

Газоснабжение жилых домов и общественных зданий осуществляется по системе газопроводов, идущих от городских распределительных газопроводов до газовых приборов, установленных у потребителей.

Участки от городских распределительных газопроводов до наружных отключающих устройств, устанавливаемых перед потребляющими газ объектами, называют ответвлениями. Ответвления являются частью городских газопроводов и обычно строятся и обслуживаются газовым хозяйством города. К ответвлению могут присоединяться один или несколько потребителей газа. В последнем случае перед каждым потребителем обычно устраивается свое отключающее устройство, которое является пограничной зоной между газопроводом, принадлежащим городскому газовому хозяйству, и домовым, принадлежащим потребителю.

От отключающего устройства газопровод вводится на территорию потребителя.

Характер этого ввода может быть различный. Он может переходить за воротным проездом в разветвленную дворовую газовую сеть; может за воротным проездом, в пределах этого проезда или даже не доходя до него перейти в подвальный газопровод* или, наоборот, пройти вверх по наружной стене здания; может, минуя воротный проезд, пройти непосредственно в лестничную клетку, выходящую на улицу. Во всех случаях этот участок газопровода будет являться вводом на территорию потребителя газа.

Таким образом, под вводом газа на территорию потребителя понимается участок газопровода между отключающим устройством на ответвлении распределительного газопровода и началом дворового, или внутридомового газопровода.

Кроме вводов, в домовую систему распределения газа входят дворовые газопроводы, стояки и внутриквартирная газовая разводка.

Дворовые газопроводы представляют участки газовой сети, идущие по дворовой территории, от ввода на территорию потребителя газа до кранов на стояках внутри здания.

Стояки — участки газопровода, обеспечивающие вертикальное транспортирование газа внутри здания от нижних точек в верхние.

Внутриквартирные газопроводы — участки труб от ввода в квартиру до кранов на газовых приборах, включая опуски к ним.

---

* Прокладку газопроводов в подвалах рекомендуется применять только при отсутствии возможности другой их трассировки и при наличии светлого и вентилируемого подвала, обеспечивающего легкий доступ к газопроводу. Для газов с удельным весом, большим воздуха, подвальной проводки следует избегать во всех случаях.

Снабжение газом жилых домов чаще всего осуществляется от газопроводов низкого давления, поэтому система домовых газопроводов конструируется соответственно с требованиями, предъявляемыми к этим газопроводам.

Для больших домов, в особенности при подаче им газа не только для приготовления пищи и горячего водоснабжения, но и для отопления, часто бывает целесообразно, а иногда даже и необходимо осуществлять снабжение дома газом от сетей среднего давления через местные ГРП.

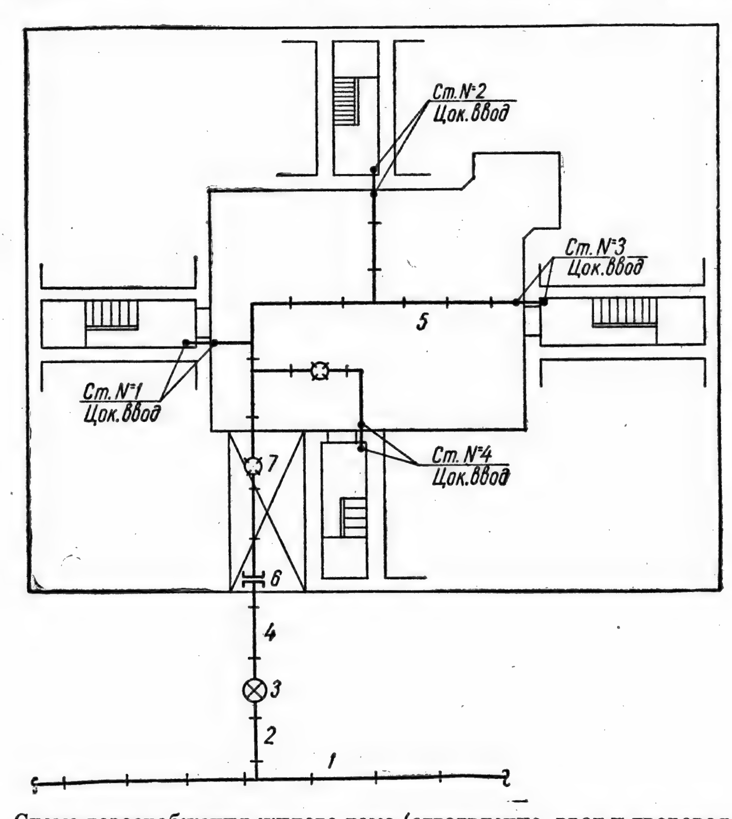


Рис. 10.1. Схема газоснабжения жилого дома (ответвление, ввод и дворовая разводка):

1 — городской газопровод низкого давления; *2* — ответвление; *3* — запорное устройство (задвижка, кран или гидрозатвор); *4* — ввод на территорию дома; *5* — дворовый газопровод; *6* — монтажные заглушки при неодновременном строительстве городского и объектового газопровода; *7* — сборники конденсата (при необходимости).

Целесообразность такого решения вызывается не только соображениями экономии металла на городских газопроводах низкого давления, но и тем, что наличие крупных, и, что особенно важно, непостоянных потребителей газа, питающихся от сети низкого давления, приводит к значительным колебаниям расхода газа, и как следствие к резкому колебанию давления в этих газопроводах.

Резкие колебания давления газа приводят к нарушению нормальной работы газовых бытовых приборов, снижению их к. п. д. и преждевременному выходу их из строя.

Наиболее распространенная схема газоснабжения жилого дома приведена на рис. 10.1 и 10.2.

Ответвления, вводы во владения и дворовая газовая сеть, как правило, прокладываются в грунте в соответствии с указаниями, приведенными в главе 5.

Надземная прокладка применяется при невозможности подземной прокладки при осушенных газах. Газопроводы в этом случае выполняются в виде самокомпенсирующейся системы и крепятся крюками или на кронштейнах к надежным стенам зданий.

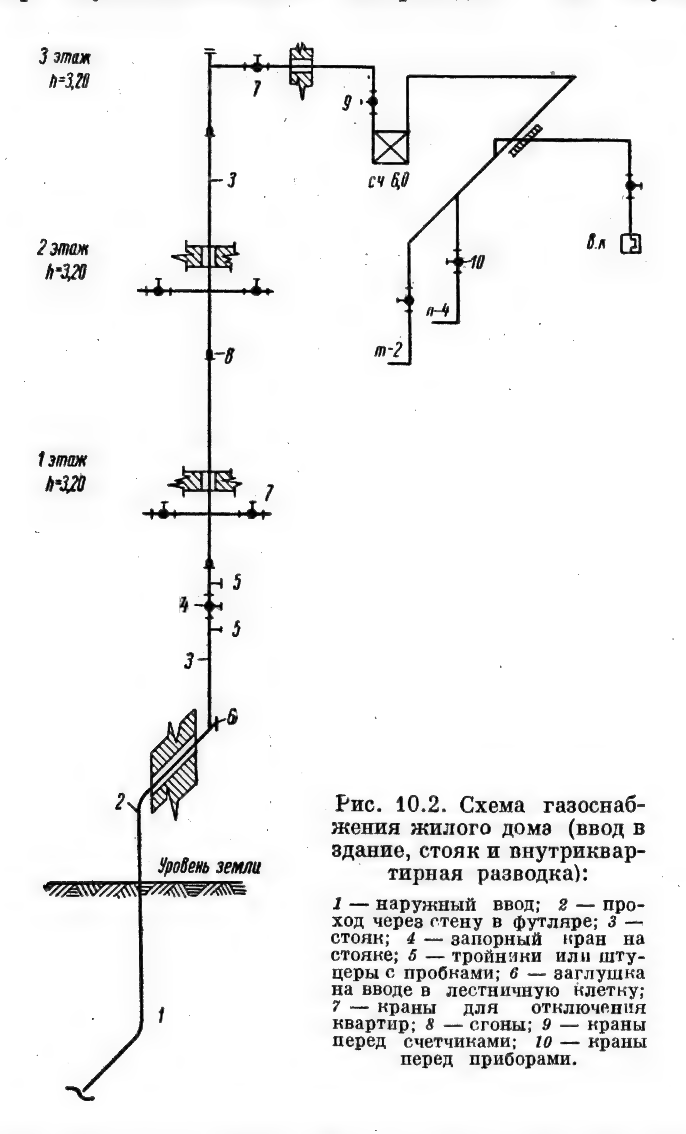


Рис. 10.2. Схема газоснабжения жилого дома (ввод в здание, стояк и внутриквартирная разводка):

1 — наружный ввод; *2* — проход через стену в футляре; *3* — стояк; *4* — запорный кран на стояке; *5* — тройники или штуцеры с пробками; *6* — заглушка на вводе в лестничную клетку; *7* — краны для отключения квартир; *8* — сгоны; *9* — краны перед счетчиками; *10* — краны перед приборами.

Вводы газопроводов в здания к стоякам при осушенном газе, как правило, выполняются через стены выше фундаментов. Наиболее простая конструкция такого ввода показана на рис. 10.3. При недопустимости такой конструкции по причине возможности механического повреждения или по архитектурным соображениям ввод осуществляется в штрабе по рис. 10.4.

Для защиты вводов от коррозии при выходе из грунта, а также от просадки здания, они в этих местах прокладываются в футлярах, имеющих размеры, приведенные в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Размеры футляров при выходе вводов из грунта и прокладке их через наружные стены зданий

Условный проход, D_y	25	32	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300
D	89		108		159		219		273	325	377	426
S	4,5		5		5,5		7		9	10	10	9
Вес, *кГ*	3,28		4,45		7,30		12,8		20,51	27,2	31,68	32,4

Рис. 10.3. Наружный ввод в здание при невозможности повреждения транспортом или другими средствами:

1 — футляр при проходе через стену (заполняется просмоленной прядью); 2 — футляр при выходе из грунта (заливается битумом); 3 — заглушка на вводе; 4 — ввод; 5 — стояк.

Вводы газопроводов в здания при влажном газе устраиваются через фундамент, однако и в этом случае кран для отключения стояка устанавливается, как правило, на первом этаже лестничной клетки. При недопустимости или небезопасности ввода влажного газа через фундамент в подвал здания он может устраиваться по аналогии с вводом для осушенных газов (рис. 10.3 и 10.4). Необходимым условием в этом случае является увеличение диаметра ввода на один-два размера (в зависимости от его диаметра) относительно расчетного и теплоизоляция наружной части газопровода.

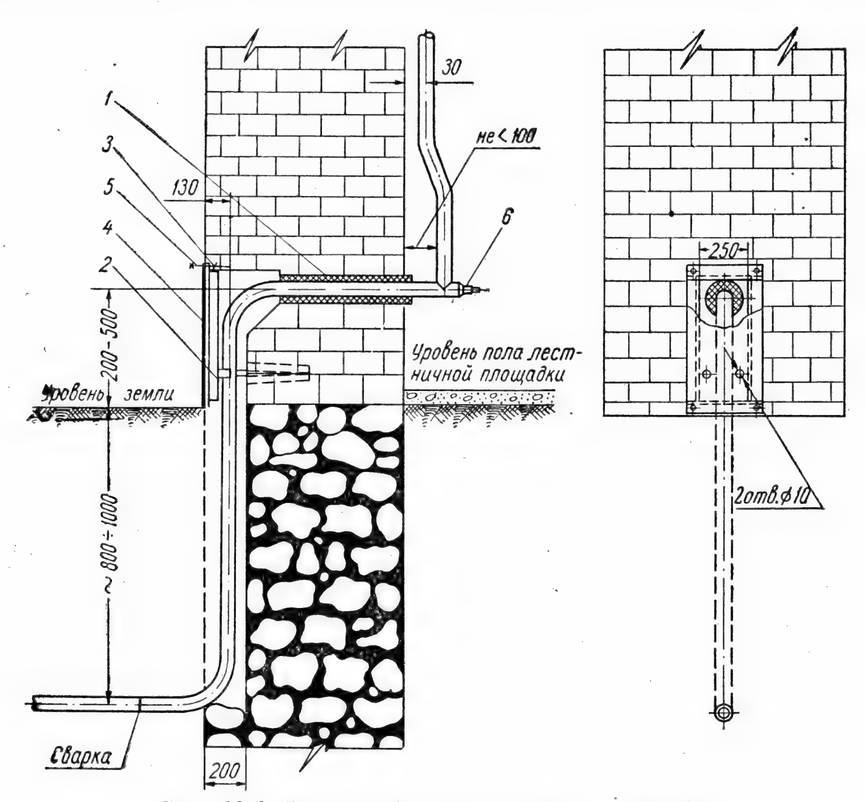


Рис. 10.4. Наружный ввод в здание в штрабе:

1 — футляр; *2* — крюк для крепления трубы; *3* — рамка из уголка 35 × 35 × 5; *4* — крышка из листовой стали δ = 1 *мм*; *5* — болты; *6* — заглушка.

При прохождении ввода к кухонным стоякам кран для отключения устанавливается снаружи здания, на первом этаже — в кухне, на лестничной клетке (если кухонный стояк присоединяется к вводу, сделанному в лестничную клетку) или в другом легко доступном месте. Установка крана снаружи применяется только при осушенных газах.

Наиболее часто газовые стояки прокладываются по лестничным клеткам (рис. 10.5).

Преимуществами таких стояков являются: обслуживание одним стояком нескольких квартир в каждом этаже, возможность отключения каждой квартиры без входа в нее, легкая доступность для обслуживания и безопасность для жилых квартир даже при небольших утечках газа на стояке. Недостатком лестничных стояков является нарушение архитектурного оформления зданий и увеличение протяженности газопроводов по коридорам жилых квартир при удаленных от лестничных клеток кухнях.

При значительном удалении кухонь от лестничных клеток и расположении кухонь одна над другой применяются кухонные, а иногда и коридорные стояки. Недостатком таких стояков является питание от одного стояка только одной квартиры на каждом этаже и осложнение при отключении отдельных квартир и производстве ремонтных работ.

В некоторых случаях применяется прокладка стояков в специальных хорошо вентилируемых и доступных для осмотра и ремонта труб санитарно-технических шахтах.

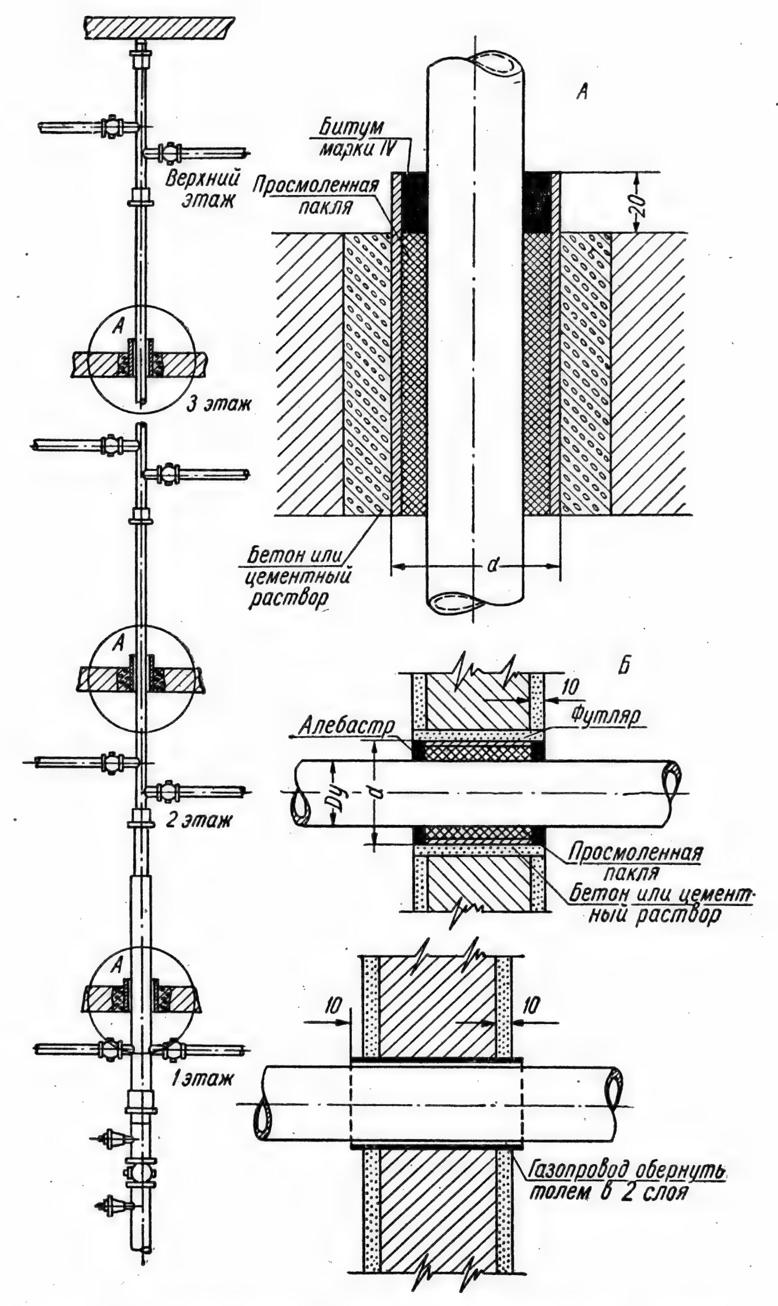


Рис. 10.5. Лестничный стояк с двухсторонними отводами в квартиры: *А* — проход газопровода через лестничную площадку; *Б* — проход газопровода через стены из пустотелого кирпича, шлакобетона и засыпные; *В* — проход газопровода через деревянные оштукатуренные, каменные и железобетонные стены.

Газопроводы внутри зданий прокладываются в настоящее время только из стальных труб, приведенных в главе 6. Применяемые трубы должны иметь сертификаты или данные лабораторных испытаний. Соединения труб производятся на сварке или на резьбе (до 2″) с помощью стальных или из ковкого чугуна фитингов.

В жилых квартирах газопроводы прокладываются на высоте ~ 2 *м* от пола с соблюдением уклона для влажного газа (не менее 0,002), от счетчика к стояку и от счетчика к приборам. При осушенном газе уклон рекомендуется только от счетчика к стояку. От счетчика к приборам газопроводы могут прокладываться параллельно полу (потолку).

Для выпуска воздуха и газовоздушной смеси из стояка при заполнении его газом, а также для продувки и прочистки его при засорении на каждом стояке в верхней и нижней части устанавливаются пробки на резьбе. Расстояние между верхней пробкой стояка и потолком принимается не менее 30 *см*.

При пересечении газопроводами лестничных клеток, перекрытий, а также пустотелых или засыпных стен (рис. 10.5) трубы заключаются в футляры из обрезков стальных труб большего диаметра (табл. 10.2).

Таблица 10.2

Размеры футляров в зависимости от диаметра труб

Условный проход газопровода, дюймы	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	1 1/2	3	4
Условный проход футляра, дюймы	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	2 1/2	3	4	4	5

Заделка резьбовых и сварных соединений газопровода в стены, перекрытия или футляры не должна допускаться.

Для удобства производства ремонтных работ на стояках, ответвлениях от них в квартиры и перед каждым газовым прибором после отключающих кранов, считая по ходу газа, устанавливаются сгоны.

Взаимное расположение газопроводов и электропроводки внутри зданий должно удовлетворять следующим указаниям:

а) при наличии в существующих зданиях кабельного ввода и вводного ящика газовый ввод располагается от вводного ящика на расстоянии не менее 0,25 *м* и на участке от пола до точки, расположенной на 10 *см* выше вводного ящика, покрывается усиленной изоляцией;

б) газопроводы прокладываются на расстоянии не менее 0,5 *м* от открыто проложенных кабелей;

в) прокладка газопровода в общих каналах с бронированными или освинцованными электрокабелями недопустима;

г) при открыто проложенной электропроводке в жилых зданиях изолированные провода и провода в изоляционных трубках должны находиться на расстоянии не менее 5 *см* от газопровода;

д) в местах пересечения газопровода с открытой электропроводкой— электропровод заключается в резиновую или эбонитовую трубку, выступающую на 10 *см* с каждой стороны газопровода, с закрытием концов трубок изоляционной лентой;

е) газопроводы размещаются на расстоянии не менее 30 *см* от установленных открыто или в нишах ответвительных коробок предохранителей, групповых щитков, счетчиков, рубильников и автоматов;

ж) при скрытой электропроводке газопровод размещается на расстоянии не менее 10 *см* от ближайшего электропровода;

з) в местах пересечения газопровода со скрытой электропроводкой крепление газопровода осуществляется таким образом, чтобы была исключена возможность повреждения скрытой проводки.

Газовые краны устанавливаются: а) у оснований стояков или на вводе к стояку; б) перед каждой квартирой при лестничных стояках; в) перед каждым счетчиком и г) перед каждым газовым прибором.

У газовых приборов и счетчиков устанавливаются бронзовые (латунные) натяжные краны. Пробка крана должна иметь ограничитель, допускающий повороты ее на 90° и черту, определяющую положение крана. Краны должны быть снабжены накидными ключами.

На вводах газопроводов в здания, на стояках и на ответвлениях от стояков в квартиры применяются как бронзовые (латунные), так и чугунные пробочные натяжные краны с ограничителем поворота пробки на 90°.

Краны, устанавливаемые на газопроводах, не должны заделываться в штукатурку. Краны на газопроводе к бытовым приборам должны быть легко доступны для пользования ими и располагаться на высоте 1,5—1,6 *м* от пола.

При установке кранов на вертикальных и горизонтальных газопроводах ось пробки крана должна быть параллельна стене. Постановка крана упорной гайкой в сторону стены не допускается.

Применяемые краны должны иметь паспорт завода-изготовителя и, независимо от этого, перед их установкой подвергаться испытаниям на герметичность воздушным давлением, равным 1000 *мм* вод. ст. Краны считаются герметичными, если при тончайшем слое смазки в пробке и корпусе не обнаруживается пропуска воздуха.

Прокладываемые внутри зданий газопроводы должны надежно крепиться с помощью крючков, кронштейнов или подвесок, устанавливаемых на расстоянии не более 3 *м* друг от друга при трубах диаметром до 1″ и не более 4 *м* для труб от $1^1/_4$ до 3″. Зазор между стеной и трубой принимается в пределах 1,5—2 *см*.

2. Характеристики основных бытовых газовых приборов

К основным бытовым газовым приборам относятся газовые плиты и водонагреватели различных конструкций и назначений.

Показателями, характеризующими работу газовых приборов, являются: тепловая нагрузка, тепловая производительность и коэффициент полезного действия.

Нагрузкой газового прибора или установки принято называть количество химического тепла в газе, подаваемого прибору (в *ккал/час* или *ккал/мин*), считая по низшей теплотворной способности газа.

Производительностью газового прибора называют количество тепла (в *ккал/час* или *ккал/мин*), переданное прибором при сжигании газа нагреваемому телу.

Коэффициент полезного действия прибора или установки выражает отношение производительности прибора к его нагрузке.

Различают номинальные и предельные значения величин указанных показателей.

Номинальной нагрузкой называют такую, при которой прибор или установка дают лучшие показатели работы, заключающиеся в наибольшей полноте сгорания газа при наиболее высоком к. п. д., при этом в конструктивных элементах приборов не должно возникать опасных тепловых напряжений, которые могут сократить установленный для них срок службы.

Номинальная производительность, являющаяся паспортной величиной прибора, определяется при номинальной нагрузке.

Предельной тепловой нагрузкой для приборов считается максимальная нагрузка, превышающая номинальную на 20%. При этой нагрузке не должна ощутимо ухудшаться полнота сгорания газа и уменьшаться к. п. д. и срок службы приборов.

Предельная теплопроизводительность устанавливается при предельной тепловой нагрузке опытным путем.

Газовые плиты. Основные требования, предъявляемые к газовым бытовым плитам, согласно ГОСТ 4137—57 и ГОСТ 3824-57, следующие:

1. Номинальная тепловая нагрузка конфорочных горелок: нормальных 1500 ÷ 1700 *ккал/час*, усиленных 2300 ÷ 2500 *ккал/час*. Для четырехконфорочных плит допускается только одна горелка с повышенной тепловой нагрузкой.

2. Горелки духового шкафа должны обеспечивать равномерный разогрев внутреннего объема до температуры 285—300° С не более чем за 25 мин.

3. К. п. д. конфорочных горелок должен быть не менее 55%. К. п. д. плит с отводом продуктов сгорания в дымоход не ниже 40%.

4. Содержание окиси углерода в продуктах сгорания газа при настройке всех горелок на номинальную нагрузку не должно превышать 0,05% в пересчете на сухие дымовые газы, при теоретическом расходе воздуха ($\alpha = 1{,}0$).

5. Горелки в отрегулированном состоянии должны обеспечивать устойчивое горение газа без проскоков и отрывов пламени: при изменении низшей теплотворной способности газа в пределах ±10% от расчетной и при изменении тепловой нагрузки от предельной до 0,2 номинальной.

6. Характер пламени конфорочных горелок и горелок духового шкафа не должен изменяться как после зажигания конфорочных горелок при включенных горелках духового шкафа, так и после зажигания горелок духового шкафа при работающих конфорочных горелках.

7. Стенки духового шкафа должны иметь теплоизоляцию в виде воздушной прослойки или из теплоизоляционного материала, обеспечивающие температуру наружных стенок плиты не выше 120° С.

8. Конструкция плиты должна быть удобной для пользования и ремонта отдельных частей.

9. Краны всех горелок должны иметь фиксаторы положения закрытия. Они должны открываться легким нажатием на ручку в осевом направлении, обеспечивающим освобождение фиксатора. Ручки кранов духовых шкафов должны отличаться от остальных формой или цветом. Ручки кранов должны быть заострены в виде стрелки; при вертикальном положении ручки кран должен быть закрыт.

10. Газопроводы и арматура плит должны быть плотными. Испытание их на герметичность проводится воздухом под давлением 500 *мм* вод. ст. Допустимое падение давления на все краны за 5 мин. не должно превышать 10 *мм* вод. ст.

11. Все поставляемые для установки газовые плиты должны проходить технический контроль завода-изготовителя и снабжаться паспортом и инструкцией по эксплуатации.

В паспорте, а также на табличке, прикрепленной к боковой стенке корпуса, должно указываться: наименование завода-изготовителя, условное обозначение и номер плиты, год выпуска, номинальное рабочее дав-

ление и теплотворная способность газа, на которую рассчитана плита, и номер ГОСТ, по которому она изготовлена.

12. Смазка для уплотнения пробок кранов должна быть нечувствительна к действию сжигаемых в плите газов и не должна вытекать из крана при нагреве его до 130° С. Температура каплепадения смазки должна быть не ниже 90° С.

В настоящее время для смазки кранов применяются составы, приведенные в табл. 10.3.

Таблица 10.3

I состав		II состав		III состав (калипсолин)	
Наименование компонентов	Содержание компонентов, % по весу	Наименование компонентов	Содержание компонентов, % по весу	Наименование компонентов	Содержание компонентов, % по весу
Масло цилиндровое № 2 ГОСТ-1841-42 . . .	30	Горный воск . .	50	Жир технический	20
Воск натуральный . .	20	Графит	10	Масло веретенное	77
Графит молотый С-2 ОСТ-10555-40	50	Цилиндровое масло	40	Каустическая сода	3

Наибольшее распространение, благодаря удобству пользования, получили четырехконфорочные плиты с духовыми шкафами.

Одна из распространенных конструкций таких плит типа ПБ-4 Московского завода «Газоаппарат» приведена на рис. 10.6.

Плиты ПБ-4 изготавливаются эмалированными, с литым чугунным верхом, имеющим четыре вставные конфорки и две отъемные чугунные боковые полки.

Для варки пищи плита снабжена четырьмя инжекционными конфорочными горелками с регулируемыми соплами, показанными на рис. 14.6.

Для выпечки или жарения плита имеет духовой шкаф, обогреваемый двумя инжекционными горелками трубчатой формы (рис. 14.8), размещенными под дном духового шкафа.

При помощи рукоятки поворота горелок их пламя может быть направлено под дно духового шкафа (горизонтально) или вдоль боковых его стенок (вертикально), чем достигается требуемый тепловой режим для выпечки или жарения.

Основные размеры плит ПБ-4 следующие:

Рабочий стол (верх плиты), *мм*	565 × 925
Высота плиты, *мм*	810
Диаметр конфорки, *мм*	200
Высота от пола до рампы, *мм*	730
Диаметр трубы газопровода и рампы, дюймы	$^3/_4$
Глубина духового шкафа, *мм*	490
Ширина духового шкафа, *мм*	360
Высота духового шкафа, *мм*	230
Вес плиты, *кГ*	61

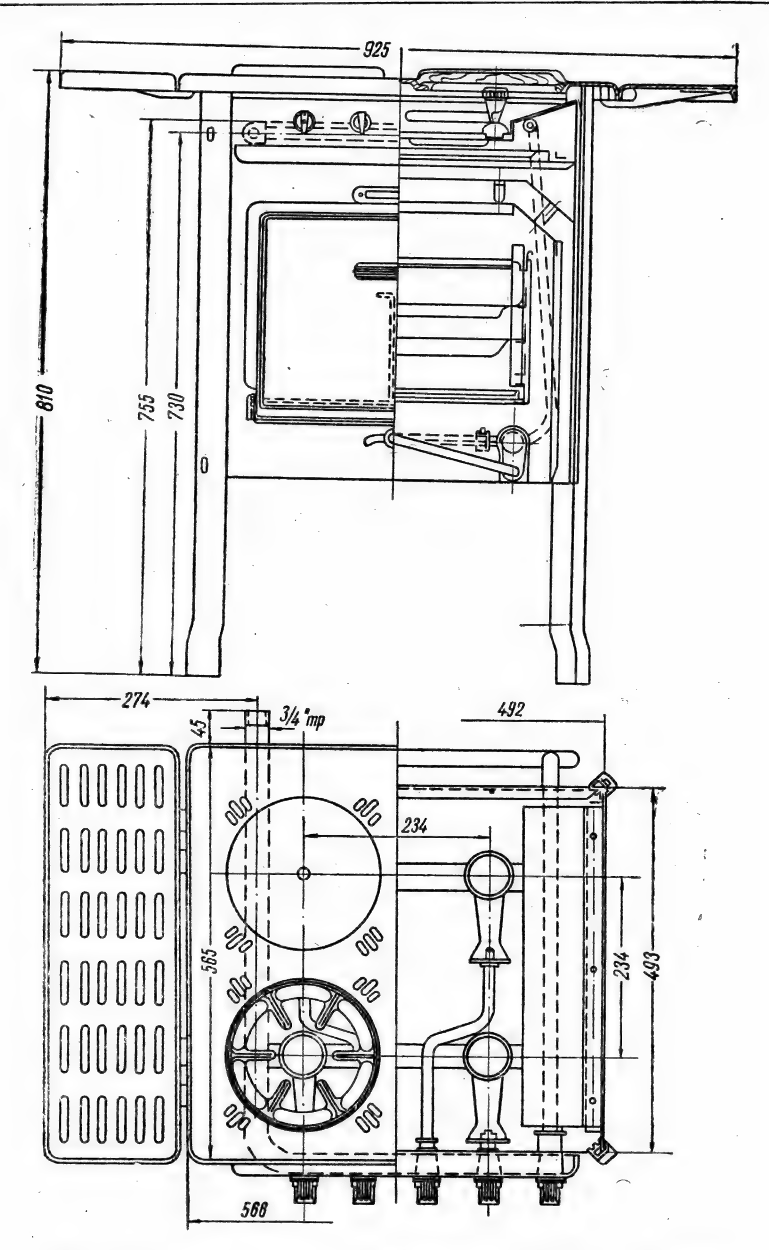


Рис. 10.6. Плита газовая четырехконфорочная с духовым шкафом типа ПБ-4.

Плиты ПБ-4 выпускаются в настоящее время заводом «Газоаппарат» г. Казани, комбайновым заводом (г. Тула), заводом «Ташгазоаппарат» и др.

Большое распространение получили также четырехконфорочные плиты с духовыми шкафами П 4/1 (бывшая модель ПГ-4) Ленинградского завода «Газоаппарат». Эти плиты аналогичны по конструкции плитам ПБ-4 и отличаются от них только штампованным верхом, габаритами, кон-

струкцией горелок и тем, что рабочий стол закрывается крышкой, откидываемой к стене в процессе работы.

Основные размеры плит П 4/1 (ПГ-4) следующие:

Рабочий стол без полок, *мм*	550 × 550
То же с полками, *мм*	930 × 550
Диаметр конфорок, *мм*	213
Высота плиты, *мм*	830
Диаметр газопровода и рампы, дюймы	$^3/_4$
Глубина духового шкафа, *мм*	480
Ширина шкафа, *мм*	330
Высота шкафа, *мм*	210
Вес плиты, *кГ*	46

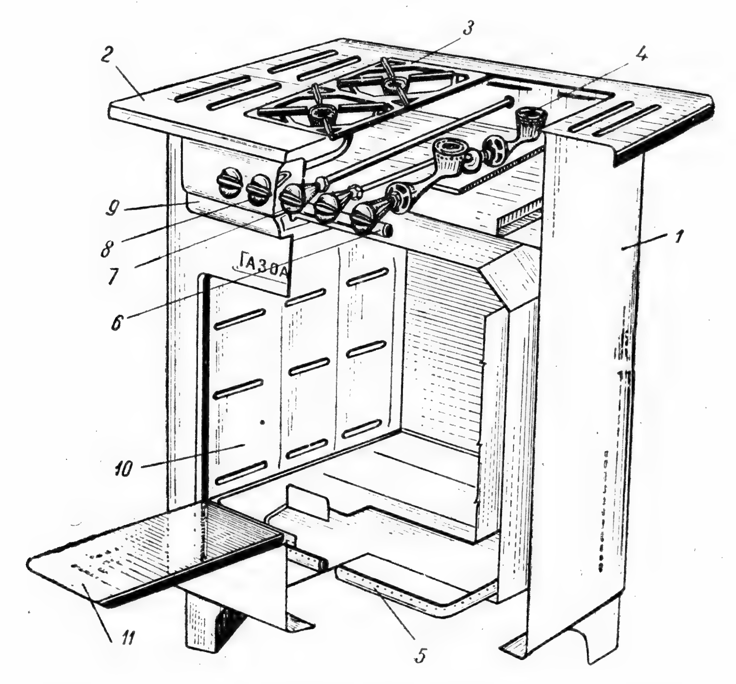


Рис. 10.7. Плита газовая четырехконфорочная с духовым шкафом П 4/1:

1 — корпус; *2* — рабочий стол; *3* — вкладыш; *4* — конфорочная горелка; *5* — горелка духового шкафа; *6* — рампа; *7* — кран горелок духового шкафа; *8* — кран конфорочной горелки; *9* — поддон; *10* — духовой шкаф; *11* — дверка духового шкафа.

Аналогичная плита модели «Львов 2» выпускается Львовским заводом газовой аппаратуры. Ее отличием от плиты ПГ-4 является наличие не двух, а трех инжекционных горелок для обогрева духового шкафа.

Четырехконфорочная плита, несколько отличная от рассмотренных, конструкции Московского завода «Газоаппарат» модели П 4/1 приведена на рис. 10.7.

Плита состоит из рабочего стола (верха плиты) и корпуса. Рабочий стол имеет штампованную стальную раму с двумя конфорочными вкладышами, под каждым из которых расположены по две инжекционные горелки. Конструкция горелок примерно аналогична показанной на рис. 14.7.

Духовой шкаф плиты, размещенной в средней части корпуса, обогревается двумя инжекционными горелками трубчатой С-образной формы.

Основные размеры плиты модели П 4/1 следующие:

Рабочий стол (верх плиты) — 620 × 730 *мм*, высота плиты — 850 *мм*, глубина духового шкафа — 490 *мм*, диаметр трубы подводящего газопровода ½″, вес плиты 62 *кГ*.

Наружные стенки плиты, рабочего стола и поверхности внутри шкафа покрыты силикатной эмалью.

Плиты указанной модели выпускаются заводами «Газоаппарат» в Москве, Сталинграде, Орджоникидзе и других городах.

Кроме рассмотренных конструкций Львовским заводом газовой аппаратуры выпускаются четырехконфорочные плиты с духовым и тепловым шкафами моделей «Львов 4» и «Львов 5». Плита «Львов 4» имеет изящный внешний вид и оборудована полочкой для сушки посуды.

Основные размеры этой плиты следующие: размер рабочего стола 580 × 550 *мм*, высота 835 *мм*, размеры духового шкафа 480 × 330 × × 210 *мм*. Температура в тепловом шкафу, расположенном ниже духового шкафа, достигает 100° С при температуре в духовом шкафу 285° С.

Особенностью плиты «Львов 5» относительно «Львов 4» является наличие терморегулятора для поддержания необходимой температуры в духовом шкафу.

Все рассмотренные конструкции плит могут использоваться для всех видов горючих газов, применяемых в городах при соответствующих этим газам горелках.

Номинальная тепловая нагрузка всех горелок четырехконфорочных плит с духовыми шкафами составляет 10—11 тыс. *ккал/час*. Время, затрачиваемое на доведение 2 литров воды до кипения, составляет 12—15 мин., а время доведения температуры в духовом шкафу до 285° С — 15÷20 мин.

В малогабаритных кухнях применяются двухконфорочные плиты с одним духовым шкафом или без него. Одна из таких плит конструкции Московского завода «Газоаппарат» модели П 2/1 приведена на рис. 10.8. Рабочий стол этой плиты имеет штампованную стальную раму, конфорочный вкладыш и верхний подгорелочный лист, под которым укреплены две конфорочные горелки, аналогичные плите П 4/1. Духовой шкаф, вмонтированный в средней части корпуса плиты, обогревается двумя инжекционными горелками трубчатой формы. Основные размеры этой плиты следующие: рабочий стол 730 × 450 *мм*, высота 850 *мм*, глубина духового шкафа 320 *мм*, диаметр трубки подводящей газ ½″, вес — 45 *кГ*.

Номинальная тепловая нагрузка всех горелок плиты 6000—6500 *ккал/час*.

Плиты модели П 2/1 выпускаются и рядом других заводов. Тепловая характеристика и показатели работы всех плит этой модели одинаковы, а габаритные размеры, конструкция газовых горелок и внешний вид несколько различаются. Так, Ленинградский завод «Газоаппарат 4» выпускает эти плиты с крышкой, закрывающей рабочий стол, которая откидывается к стене в период работы. Размеры Ленинградской плиты модели П 2/1 следующие: рабочий стол 550 × 315 *мм*, высота — 830 *мм*, глубина духового шкафа — 230 *мм*, ширина шкафа — 330 *мм*, высота шкафа — 210 *мм*, диаметр подводящей газ трубы — ¾″, вес 30 *кГ*.

Львовским заводом газовой аппаратуры эта модель плиты выпускается с полочкой для сушки посуды.

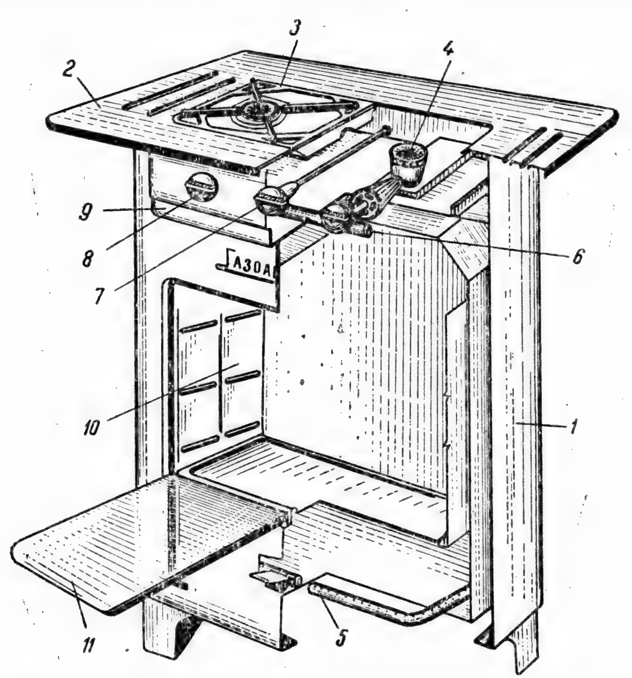


Рис. 10.8. Плита газовая двухконфорочная с духовым шкафом П 2/1. Обозначения см. на рис. 10.7.

Размеры плиты Львовского завода следующие: рабочий стол 550 × 320 *мм*, высота — 835 *мм*, глубина духового шкафа — 250 *мм*, ширина шкафа — 330 *мм*, высота шкафа — 210 *мм*, вес плиты 35 *кГ*.

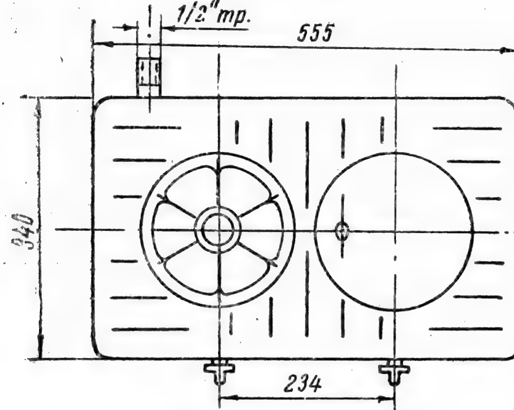


Рис. 10.9. Внешний вид и габаритные размеры плиты (тагана) типа ПГ-2В.

Показатели работы плит модели П 2/1 аналогичны показателям работы плит П 4/1.

Внешний вид и габаритные размеры двухконфорочной плиты без духового шкафа (тагана) типа ПГ-2В Московского завода «Газоаппарат» приведены на рис. 10.9. Тепловая нагрузка обеих горелок составляет 3000—3500 *ккал/час*. Вес плиты — 14 *кГ*.

Такие плиты по причине неудобства пользования (отсутствие духового шкафа) применяются в настоящее время относительно редко, преимущественно в населенных пунктах, снабжаемых сжиженными газами.

Газовые водонагреватели. Все применяемые в быту газо-

вые водонагревательные аппараты должны удовлетворять требованиям ГОСТ 5507—55 и 8561—57.

Согласно указанным ГОСТ аппараты могут изготовляться:

а) по температуре выдаваемой воды: подогревательные, выдающие воду нагревом до 50° С, и кипятильники, выдающие только кипяченую воду;

б) по давлению воды в аппарате: аппараты низкого давления (до 0,4 *кГ/см*²) и аппараты высокого давления (до 6 *кГ/см*²).

Основные требования, предъявляемые к газовым водонагревателям, следующие:

1. Качество воды, получаемой от водонагревателя, должно соответствовать требованиям ГОСТ 2874-54.

2. Содержание окиси углерода в отходящих газах при работе аппарата на предельной тепловой нагрузке не должно превышать 0,05% объемн., считая на сухие дымовые газы при теоретическом количестве воздуха ($\alpha = 1{,}0$).

3. Коэффициент полезного действия, определенный по низшей теплотворной способности газа, при номинальной нагрузке (80% от предельной) должен быть не менее 80% для подогревательных аппаратов и не менее 75% для кипятильников.

4. У проточных водонагревателей постоянная температура воды должна устанавливаться: у подогревательных аппаратов через 1—2 мин., у кипятильников через 2—3 мин.

5. Каждый аппарат должен быть снабжен блокирующим устройством, обеспечивающим доступ газа к основной горелке только при зажженном запальнике и открытии крана разбора воды.

6. Аппараты с номинальной тепловой нагрузкой, превышающей 10 000 *ккал/час*, а также аппараты длительного действия вне зависимости от тепловой нагрузки (например, емкостные водонагреватели) должны оборудоваться прерывателем тяги и предохранителем от обратной тяги, обеспечивающими нормальную работу аппаратов независимо от условий тяги дымохода.

7. Температура отходящих газов перед прерывателем тяги должна быть не ниже 180° С.

8. Подогревательные аппараты кратковременного действия (например, кухонные водонагреватели, устанавливаемые над раковиной) с тепловой нагрузкой до 10 000 *ккал/час* могут не присоединяться к дымоходам и не иметь прерывателя тяги и предохранителя обратной тяги.

9. Температура стенок кожуха во время работы аппаратов на номинальной тепловой нагрузке не должна превышать 50° С.

10. Горелочное устройство аппаратов должно состоять из основной и запальной горелок. Направление пламени запальной горелки должно обеспечивать мгновенное воспламенение газа на основной горелке. Запальная горелка не должна погасать при включении и выключении основной горелки. Максимальный расход газа через запальную горелку при номинальном давлении должен быть не более 35 *л* в час (для природного газа).

11. Высота пламени на основной горелке вне зависимости от вида газа не должна превышать 80 *мм* при номинальной нагрузке и 150 *мм* при предельной нагрузке.

12. Газовые горелки в отрегулированном состоянии должны обеспечивать устойчивое горение газа без отрыва и обратного удара пламени при изменении тепловой нагрузки в пределах от 1,20 до 0,2 номинальной.

а также при изменении теплотворной способности газа на ±10 от расчетной величины.

13. Предохранительные и регулирующие устройства должны обеспечивать безотказную работу аппарата в целом и гарантировать:

а) выключение основной горелки при отсутствии протока воды в аппарате или при давлении воды ниже установленного предела;

б) выключение основной горелки при нарушениях подачи газа;

в) регулировку расхода воды, получаемой из аппарата;

г) блокировку основной и запальной горелок на последовательное включение;

д) предотвращение выброса пламени основной горелки при ее зажигании за пределы кожуха аппарата.

14. Автоматические и регулировочные устройства должны безотказно работать при давлении воды в водопроводной сети в пределах от 0,5 до 6,0 *кГ/см²*. Включение водонагревателя в работу должно происходить при давлении воды не более 0,35 *кГ/см²*.

15. Ручки кранов не должны передвигаться самопроизвольно, и их положение должно указывать, открыт или закрыт кран.

16. Газопроводящие детали в соединениях должны испытываться на герметичность давлением воздуха, равным 500 *мм* вод. ст. При этом падение давления в течение 5 мин. не должно превышать 10 *мм* вод. ст.

17. Водопроводящие каналы аппаратов высокого давления должны выдерживать давление до 6,0 *кГ/см²*, а низкого давления — до 0,4 *кГ/см²*.

Все водонагревательные аппараты до их отправки потребителю должны проверяться отделом технического контроля завода-изготовителя. На каждом аппарате должна укрепляться табличка с указанием в ней завода-изготовителя, номинальной нагрузки и теплопроизводительности, теплотворной способности газа, величины допустимого давления воды, года выпуска и номера ГОСТ.

К каждому аппарату должен прилагаться паспорт и инструкция по пользованию.

Ниже приводится краткая характеристика водонагревательных аппаратов, получивших наибольшее распространение.

Одной из распространенных конструкций проточных водонагревателей высокого давления является газовая ванная колонка 2-ВВК-5, приведенная на рис. 10.10 и 10.11 (табл. 10.4).

Водонагревательная часть прибора состоит из медного трубчатого змеевика *14*, смонтированного на медном кожухе *13*. Внутреннее пространство медного кожуха служит топочной камерой, внизу которой расположена газовая горелка *9*, снабженная предохранительным клапаном термического действия.

Для увеличения поверхности нагрева несколько горизонтальных секций водонагревателя, снабженных ребристой насадкой из тонких медных пластин, расположено непосредственно в верхней части топочной камеры, образуя пластинчатый калорифер *15*. Наружный эмалированный кожух *19* предохраняет внутренние части прибора от повреждений, а образуемая им воздушная прослойка уменьшает потери тепла.

Верх водонагревателя перекрыт дымовым колпаком *20*, над которым расположен предохранитель тяги *21*, состоящий из вытяжного колпака и пластинчатого отражательного диска *22*.

Водонагреватель снабжен автоматической арматурой, состоящей из регулятора расхода воды с дросселем *1* на входе, регулятора давления газа и блок-крана для основной и запальной горелок прибора.

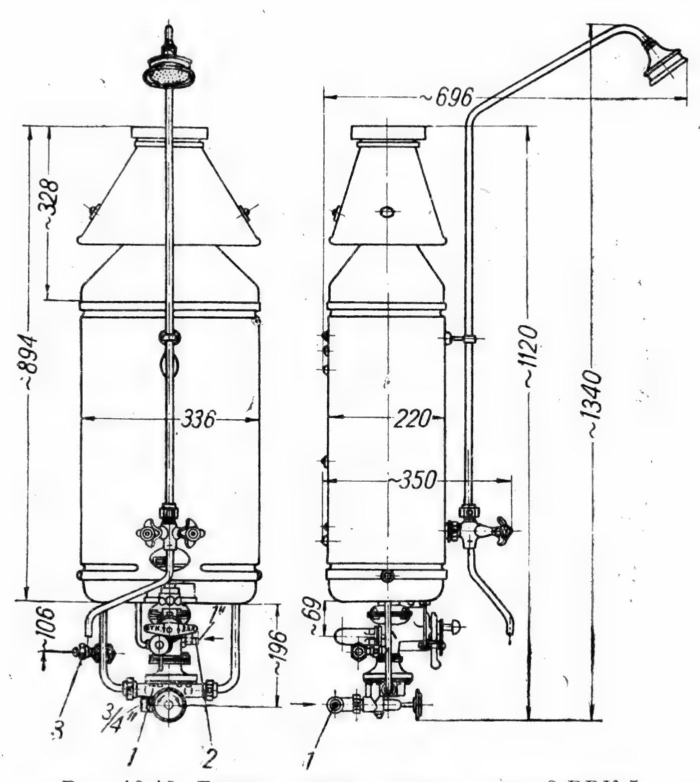


Рис. 10.10. Газовая ванная колонка типа 2-ВВК-5:

1 — штуцер для подвода холодной воды; *2* — патрубок для подвода газа; *3* — патрубок для отбора горячей воды в удаленном от прибора месте.

Таблица 10.4

Техническая характеристика автоматического водонагревателя высокого давления 2-ВВК-5

Наименование показателей	Единица измерения	Величина показателей
Номинальная тепловая нагрузка	*ккал/мин*	360
Номинальная теплопроизводительность	»	315
Коэффициент полезного действия	—	0,87
Номинальный расход газа:		
сланцевого $Q_н = 3600$ *ккал/нм*^{3}	нм^3	6
коксового $Q_н = 4000$ »	»	5,4
природного $Q_н = 8500$ »	»	2,5
Расход воды:		
при нагреве от 10 до 35° С	*л/мин*	12
» » от 10 до 60° С	»	6
Минимальное давление сланцевого и коксового газа	*мм* вод. ст.	~50
Минимальное давление природного газа	» » »	80
Давление воды в водопроводе:		
для нормальной работы, не ниже	*кГ/см*^{2}	0,5
для включения прибора, не ниже	»	0,35
Габаритные размеры прибора:		
высота	*мм*	1340
ширина	»	696
глубина	»	336
Вес прибора	*кГ*	~20

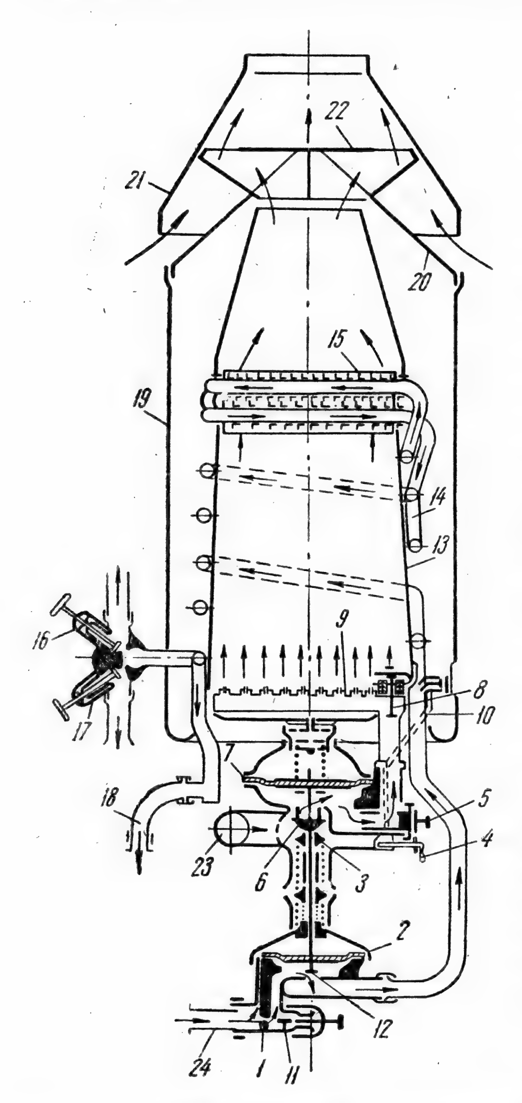


Рис. 10.11. Схема внутреннего устройства водонагревателя высокого давления 2-ВВК-5:

1 — водяной дроссель регулятора расхода воды; *2* — мембрана регулятора расхода воды; *3* — газовый клапан безопасности; *4* — кран запальной горелки; *5* — кран основной горелки; *6* — клапан регулятора давления газа; *7* — мембрана регулятора давления газа; *8* — газовый предохранительный клапан с биметаллической скобой-пружиной; *9* — горелка; *10* — запальная горелка; *11* — вентиль установки температуры горячей воды; *12* — регулирующий водяной клапан, *13* — теплообменный кожух; *14* — трубчатый медный змеевик; *15* — пластинчатый калорифер; *16* — вентиль душевой розетки; *17* — вентиль сливной трубы; *18* — патрубок для отбора горячей воды в удаленном от прибора месте; *19* — наружный кожух прибора; *20* — дымовой колпак; *21* — предохранитель тяги; *22* — пластинчатый отражательный диск предохранителя тяги; *23* — патрубок для входа газа; *24* — патрубок для входа воды.

Количество холодной воды, поступающей в змеевик прибора через дроссель *1* и регулирующий клапан *12*, зависит от степени открытия регулирующего вентиля *11*; при полном открытии вентиля *11* в змеевик должно протекать воды 12,6 *л/мин*, а при полном закрытии его 6,3 *л/мин*.

Промежуточные температуры горячей воды (от 35 до 60°) получаются при соответствующих положениях вентиля *11*, который поэтому называется так же вентилем установки температуры.

Горячая вода из ребристых секций змеевика через разборные вентили *16* и *17* направляется в душевое устройство или в сливную трубу для наполнения ванны; патрубок *18* предназначен для отбора горячей воды в местах, удаленных от прибора.

Водонагреватель 2-ВВК-5 является прибором наиболее автоматизированным.

При наличии постоянно действующего запального пламени безопасное включение водонагревателя 2-ВВК-5 в работу и остановка его могут производиться простым открытием и закрытием водоразборного вентиля горячей воды, который может находиться на значительном расстоянии от установленного прибора.

Безотказность включения и выключения прибора обусловливается воздействием протекающей воды на мембрану *2* регулятора расхода воды и далее через клапан безопасности *3* на газовый клапан регулятора давления *6* с подачей газа к горелке или с прекращением ее, а также наличием постоянно действующей запальной горелки *10*, предохраняющей от истечения из горелки *9* несгоревшего газа. Предохранительный газовый клапан *8* с биметаллической скобой-пружиной термического действия дополнительно предохраняет прибор от истечения

несгоревшего газа при случайных кратковременных перерывах в подаче его к прибору, когда пламя запальной горелки может погаснуть.

Равномерная работа водонагревателя обеспечивается соответствующим установленным режимом работы регулятора расхода воды и регулятора давления газа, поддерживающих постоянство потоков воды и газа, поступающих в прибор.

Водонагреватель типа 2-ВВК-5 серийно выпускался Ленинградским заводом «Газоаппарат». В настоящее время этот завод перешел на изго-

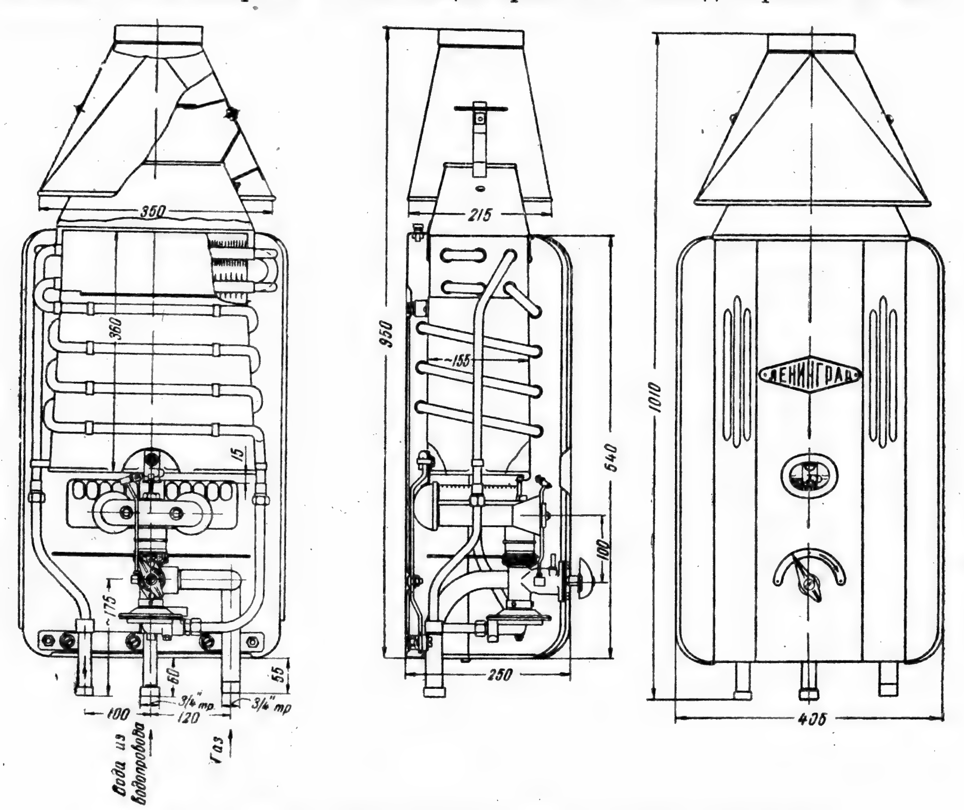


Рис. 10.12. Газовая универсальная ванная колонка «Ленинград».

товление несколько более упрощенной и одновременно более совершенной конструкции водонагревателя «Ленинград» конструкции Ленгипроинжпроекта (рис. 10.12) с теплотехническими характеристиками, аналогичными водонагревателю 2-ВВК-5. Достоинством этой конструкции является большая надежность автоматического блока, сниженный расход цветного металла, удобство ремонта (за счет съема передней части кожуха и легкости сборки и разборки узлов) и, что самое главное, универсальность газовой инжекционной горелки, пригодной для всех видов газов (при смене сопел горелки).

Распространенным проточным водонагревателем высокого давления является также ванная полуавтоматическая колонка типа «КГ» московского завода «Искра» (рис. 10.13).

Номинальная тепловая нагрузка колонки 21 000 *ккал/час*, а номинальная теплопроизводительность около 17 000 *ккал/час*. Колонка мо-

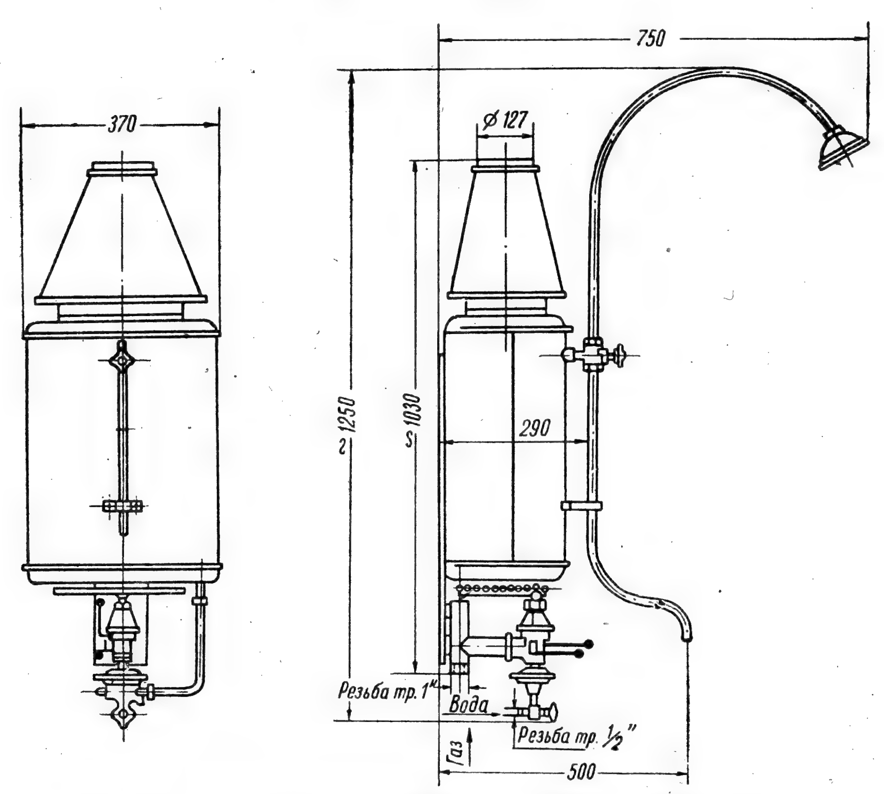


Рис. 10.13. Газовая полуавтоматическая ванная колонка типа КГ.

жет работать на газе теплотворной способностью от 4000 до 8500 *ккал/нм*³ при соответствующих соплах на горелке. Минимальное давление воды в подводящем газопроводе 0,35 *кГ/см*², максимальное давление 6,0 *кГ/см*². Температура нагрева воды — 50° С. Вес колонки ~23 *кГ*. Температура продуктов сгорания газа перед тягопрерывателем 180—200° С.

Большое распространение для производства горячей воды получил автоматический газовый водонагреватель типа КГ-И-56, выпускаемый рядом заводов. Его приближенные характеристики приведены в табл. 10.5.

Таблица 10.5

Основная характеристика газового водонагревателя КГ-И-56

Наименование показателей	Единица измерения	Величина показателей
Номинальная тепловая нагрузка	*ккал/мин*	450
Номинальная теплопроизводительность	»	375
Давление газа на подводе к горелке (нормальное)	*мм* вод. ст.	60—90
Минимальное давление воды	*кГ/см*²	0,35
Общая высота прибора	*мм*	950
Ширина кожуха прибора	»	420
Глубина кожуха прибора	»	255
Диаметр патрубка дымохода	»	130
Диаметр подводящего газопровода	дюймы	1
Диаметр подводящего водопровода	»	½
Вес	*кГ*	25

Кроме водонагревателей для ванн проточного типа в настоящее время выпускаются емкостные водонагреватели типа АГВ-80 и АГВ-120.

Водонагреватель АГВ-80 (рис. 10.14) состоит из вертикального цилиндрического резервуара с вогнутым внутрь днищем и теплообменной жаровой трубой в центре.

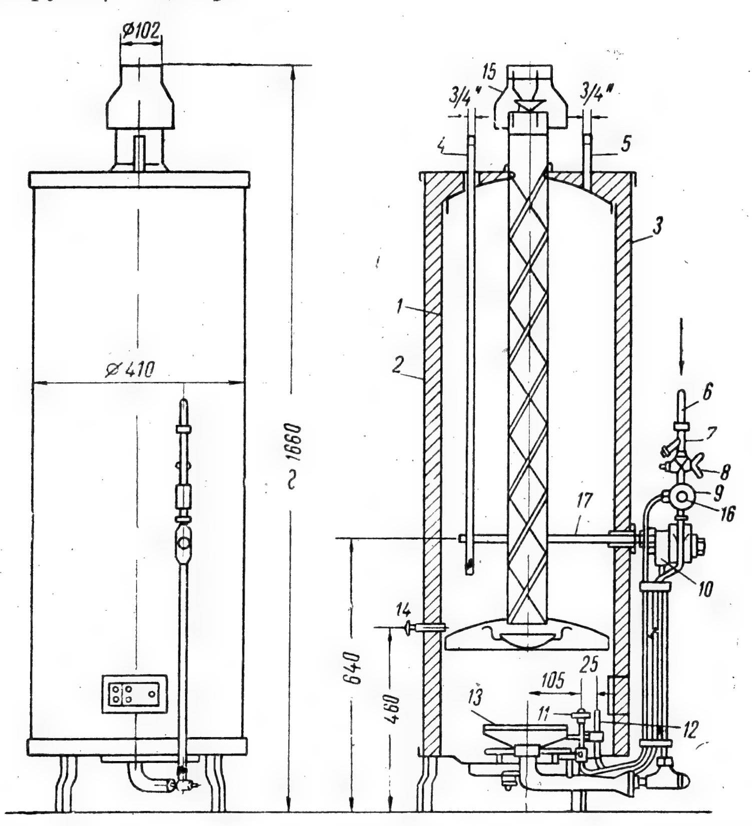


Рис. 10.14. Автоматический газовый водонагреватель типа АГВ-80:

1 — водяной резервуар; *2* — кожух; *3* — теплоизоляция из минеральной ваты; *4* — трубка подачи холодной воды; *5* — патрубок для выдачи горячей воды; *6* — подвод газа $D_y {}^1/_2''$; *7* — сетчатый фильтр; *8* — запорный кран; *9* — электромагнитный клапан; *10* — термостатический регулятор; *11* — запальная горелка; *12* — термопара; *13* — основная горелка; *14* — патрубок для опорожнения резервуара; *15* — предохранитель тяги; *16* — пусковая кнопка; *17* — латунная трубка.

Резервуар имеет емкость 80 *л* и изготовляется из листовой стали толщиной 3 *мм* с последующей оцинковкой для предотвращения от коррозии. Для снижения теплопотерь и увеличения к. п. д. водонагревателя резервуар заключен в кожух из тонкого листового металла. Пространство между резервуаром и кожухом заполнено теплоизоляцией из минеральной ваты.

Для заполнения резервуара по мере разбора горячей воды служит патрубок *4* с внутренней трубкой, доходящей до нижней части резервуара. Разбор нагретой воды происходит из верхней части резервуара через патрубок *5*.

В нижней части резервуара под его вогнутым днищем расположена инжекционная газовая горелка *13* с номинальной тепловой нагрузкой 6000 *ккал/час*.

Горелка предназначена для сжигания смешанного газа теплотворной способностью 6000 *ккал/нм³*.

Для сжигания других газов не сильно отличающихся характеристик горелка имеет регулируемое сопло.

Над выходным отверстием дымоотводящей жаровой трубы расположен предохранитель тяги *15*. Водонагреватель АГВ-80 является автоматически действующим прибором, оборудованным устройством, предотвращающим вытекание из горелки негорящего газа и регулятором нагрева воды.

Основным узлом регулирования температуры нагрева воды является терморегулятор *10*, установленный в корпусе резервуара. Являясь прибором двухпозиционного действия, он прекращает или возобновляет, в зависимости от отклонения температуры воды от заданных параметров, подачу газа в горелку.

Для зажигания вытекающего из горелки газа служит специальная запальная горелка *11*. Нагревая одновременно хромель-алюмелевую термопару, связанную с электромагнитным клапаном, эта горелка является основным звеном автоматики безопасности. Электродвижущая сила, развиваемая нагретым спаем термопары, воздействуя на обмотку электромагнитного клапана *9*, помещенного на газопроводе, удерживает якорь клапана в открытом положении.

В этих условиях обеспечивается свободный доступ газа в горелку. При прекращении подачи газа из сети или резком снижении его давления пламя запальной горелки гаснет или резко сокращается, что ведет к охлаждению термопары и соответствующему устранению влияния электродвижущей силы на электромагнитный клапан. В этом случае якорь-клапан закрывается, прекращая доступ газа к горелке.

Питание газом запальной горелки осуществляется помимо терморегулятора и электромагнитного клапана.

Схема автоматических устройств водонагревателя АГВ-80 показана на рис. 10.15.

Газ поступает из газопровода через магнитный клапан *9*, в терморегулятор *10* и далее в горелку *13*.

От межклапанного пространства электромагнитного клапана имеется ответвление на запальную горелку *11*, нагревающую термопару *12*, которая соединена электропроводниками с электромагнитным клапаном.

Для пуска водонагревателя в действие необходимо нажать кнопку *16*, пустить газ в запальную горелку и зажечь вытекающий газ. Поступления газа в основную горелку при этом не будет. Как только термопара нагреется и разовьет достаточную электродвижущую силу, при которой клапан будет удерживаться в открытом состоянии, кнопку следует опустить. При этом газ из газопровода будет поступать в основную горелку и загорится от пламени запальной горелки.

При достижении водой заданной температуры (обычно 70—80° С) латунная трубка чувствительного элемента терморегулятора *17* удлинится и оттянет стальной (инваровый) стержень, соединенный с ней от рычага терморегулятора.

Рычаги терморегулятора переместятся рычажной пружиной в другое положение и освободят клапан терморегулятора.

Клапан под действием своей пружины закроется и прекратит проход газа через терморегулятор к горелке.

Горелка погаснет, а запальник будет гореть, так как к нему будет поступать газ через электромагнитный клапан.

При охлаждении воды в баке ниже заданной температуры трубка терморегулятора, охлаждаясь, укоротится и надавит стержнем на рычаг терморегулятора. Рычаги терморегулятора сместятся рычажной пружиной в исходное положение и откроют клапан терморегулятора. Газ через электромагнитный клапан и клапан терморегулятора пойдет к горелке, которая зажжется от запальника.

Если запальник погаснет, термопара охладится, электроток в цепи исчезнет, электромагнитный клапан закроется и прекратит доступ газа к горелке и запальнику.

Повторное зажигание запальника производится вручную не ранее чем через две минуты. Время отсечки газа после потухания запальника ~50 сек.

При открытом вентиле на трубопроводе холодной воды и подожженной запальной горелке работа водонагревателя АГВ-80 управляется одним или несколькими (при многих точках отбора) вентилями горячей воды которые могут быть удалены от водонагревателя на любое расстояние.

Рис. 10.15. Схема автоматики водонагревателя АГВ-80. Обозначения см. на рис. 10.14.

В этом отношении водонагреватель АГВ-80 аналогичен автоматическим водонагревателям высокого давления с многоточечным разбором нагретой воды.

Номинальная производительность водонагревателя и температура полученной горячей воды рассчитаны для обслуживания всех видов хозяйственных нужд (приготовление ванн, душей, мытье посуды, стирка белья и т. п.) для квартир с населением до 10 человек.

Основная характеристика водонагревателя АГВ-80 следующая: номинальная тепловая нагрузка — 6000 *ккал/час*; к. п. д. — 80%; время нагрева воды до ~80° С — 60 мин.; запас воды — 80 *л*; интервал настройки по температуре 40 ÷ 90° С. Температура продуктов сгорания за предохра-

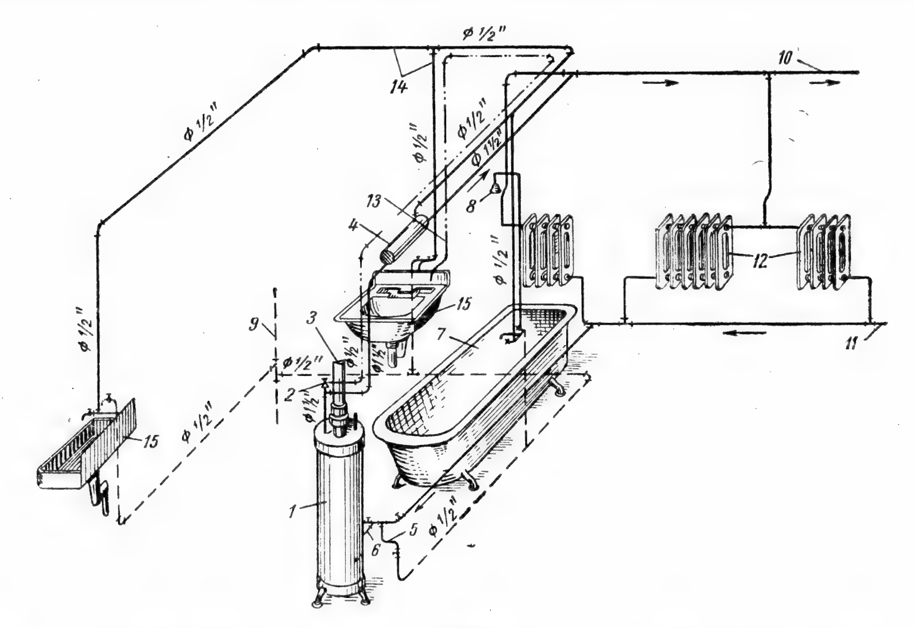


Рис. 10.16. Принципиальная схема комбинированного использования водонагревателя АГВ-80 для местного отопления и горячего водоснабжения:

1 — водонагреватель АГВ-80; *2*-предохранительный клапан; *3* — патрубок для отвода продуктов сгорания в дымоход; *4* — расширитель диаметром 200 *мм*, длиной 400 *мм*; *5* — обратный клапан; *6* — предохранительный клапан с пробкой; *7* — ванна; *8* — душ; *9* — водопроводный стояк; *10* — трубопровод в систему отопления; *11* — трубопроводы обратной воды; *12* — радиаторы; *13* — выбросная трубка от предохранительного клапана; *14* — трубопроводы разбора горячей воды; *15* — раковина умывальника.

нителем тяги при разряжении 0,4 *мм* вод. ст. ~80—90° С; общий вес аппарата без воды ~85 *кГ*.

Водонагреватель АГВ-80 выпускается серийно ремонтно-механическим заводом Мосжилуправления.

Водонагреватель АГВ-120 отличается увеличенными габаритами и тепловой нагрузкой, составляющей 10 600 *ккал/час*. В нем вместо термостатического регулятора использован сильфонный регулятор температуры нагрева воды.

Конструкция указанных водонагревателей допускает их использование для отопления небольших квартир и других помещений. Схема комбинированного использования водонагревателя АГВ-80 для отопления и горячего водоснабжения приведена на рис. 10.16.

Система отопления по этой схеме имеет естественную циркуляцию с разводкой трубопроводов горячей воды под потолком и укладкой трубопроводов обратной (холодной воды) у пола помещения.

Обратный трубопровод подводится к нижнему штуцеру водонагревателя, сюда же подводится водопроводная труба для дополнительного снабжения системы холодной водой.

В верхней точке системы на основном стояке устанавливается проточный резервуар (расширитель), из которого производится питание горячей водой системы отопления и точек разбора (ванна, раковина, умывальник).

Трубопровод, снабжающий водой точки разбора, является также сигнальным, позволяющим контролировать заполнение системы водой. Через него при разборе воды происходит и освобождение системы от накапливающегося в ней воздуха.

С целью предотвращения случайного опорожнения отопительной системы от воды (отключение водопроводной линии на ремонт и пр.) на подводящей трубе от водопровода устанавливается обратный клапан.

При использовании водонагревателя для целей отопления нижний и верхний штуцеры прибора заменяются с $^3/_4''$ на $1^1/_2''$.

Приведенные на схеме размеры трубопроводов пригодны для отопления компактной квартиры площадью до 50 *м*².

С помощью водонагревателя типа АГВ-120 может отапливаться квартира площадью 75—80 *м*².

3. Установка бытовых газовых приборов

Газовые плиты, как правило, устанавливаются в обособленных кухнях с естественным светом, имеющих вентиляционный канал и форточку или открывающуюся фрамугу в окне.

Высота кухонного помещения по действующим нормам должна быть не менее 2,2 *м*.

При отсутствии в существующих зданиях кухонь и невозможности выделения под кухню отдельного помещения установка плит допускается в коридорах (высотой не менее 2,2 *м*), имеющих естественное освещение и вентиляционные каналы. Ширина коридора должна быть такой, чтобы при установке плиты обеспечивался проход шириной не менее 1,0 *м*.

Внутренний объем помещений кухонь или коридоров, оборудуемых газовыми плитами, должен быть не менее: с плитой на две конфорки 8 *м*³, на три конфорки — 12 *м*³, на четыре конфорки — 16 *м*³.

При установке в кухнях кроме плит водонагревателей с отводом продуктов сгорания в дымоход объемы кухонь должны быть больше указанных не менее чем на 4 *м*³. При этом высота таких кухонь должна быть не менее 2,5 *м*.

В кухнях с малой высотой целесообразна установка над плитами вытяжных зонтов, присоединяемых к вентиляционному каналу или дымоходу, могущему использоваться в качестве вентиляционного канала.

Расстояние между краем верха плиты и стеной должно быть не менее 5 *см*. Установка плит должна обеспечивать наибольшее удобство пользования ими; свободный подход к плите должен быть обеспечен не менее чем с двух сторон.

Плиты не следует размещать вблизи или против окон, так как при их открытии возможно сдувание пламени при работе на малых тепловых нагрузках или на режимах, близких к пределу отрыва пламени.

Установка наиболее распространенных четырехконфорочных плит типов ПГ-4 и ПБ-4 приведена на рис. 10.17. При искусственных газах диаметр опуска к плите и запорный кран принимаются равными диаметру штуцера плит — $^3/_4''$. Для природных газов размеры опуска и краны

могут быть те же или уменьшены до $^1/_2''$. В последнем случае присоединение опуска к штуцеру плиты производится с помощью переходной муфты $^3/_4'' \times {^1/_2}''$, и размер отвода к плите для установки муфты уменьшается со 115 до 90 *мм*.

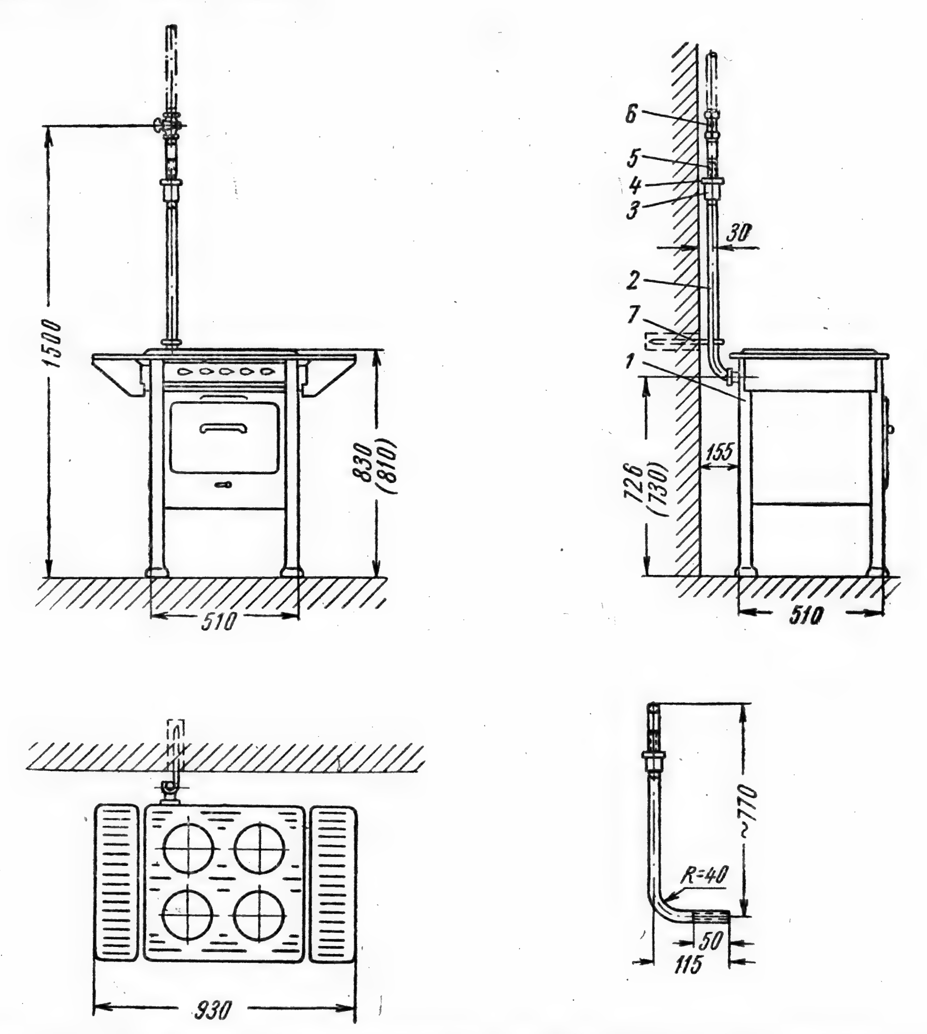


Рис. 10.17. Установка четырехконфорочных плит типа ПГ-4 и ПБ-4 с опуском $^3/_4$ (в скобках приведены изменяемые размеры для плит ПБ-4):

1 — газовая четырехконфорочная плита; *2* — трубка, подводящая газ, по ГОСТ 3262-55; *3* — стальная муфта; *4* — контргайки; *5* — сгон; *6* — кран газовый типа 11Б-10бк; *7* — крюк для крепления трубы.

При необходимости установки газовых плит у деревянных стен их обивают сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 *мм*. Установка и размеры таких защитных экранов на деревянных стенах для плит с духовыми шкафами приведена на рис. 10.18.

Водонагреватели для ванн и душей устанавливаются как в ванных комнатах, так и на кухнях (при недостаточности объема ванной комнаты и возможности автоматического включения и отключения ванной колонки с помощью крана горячей воды в ванной комнате).

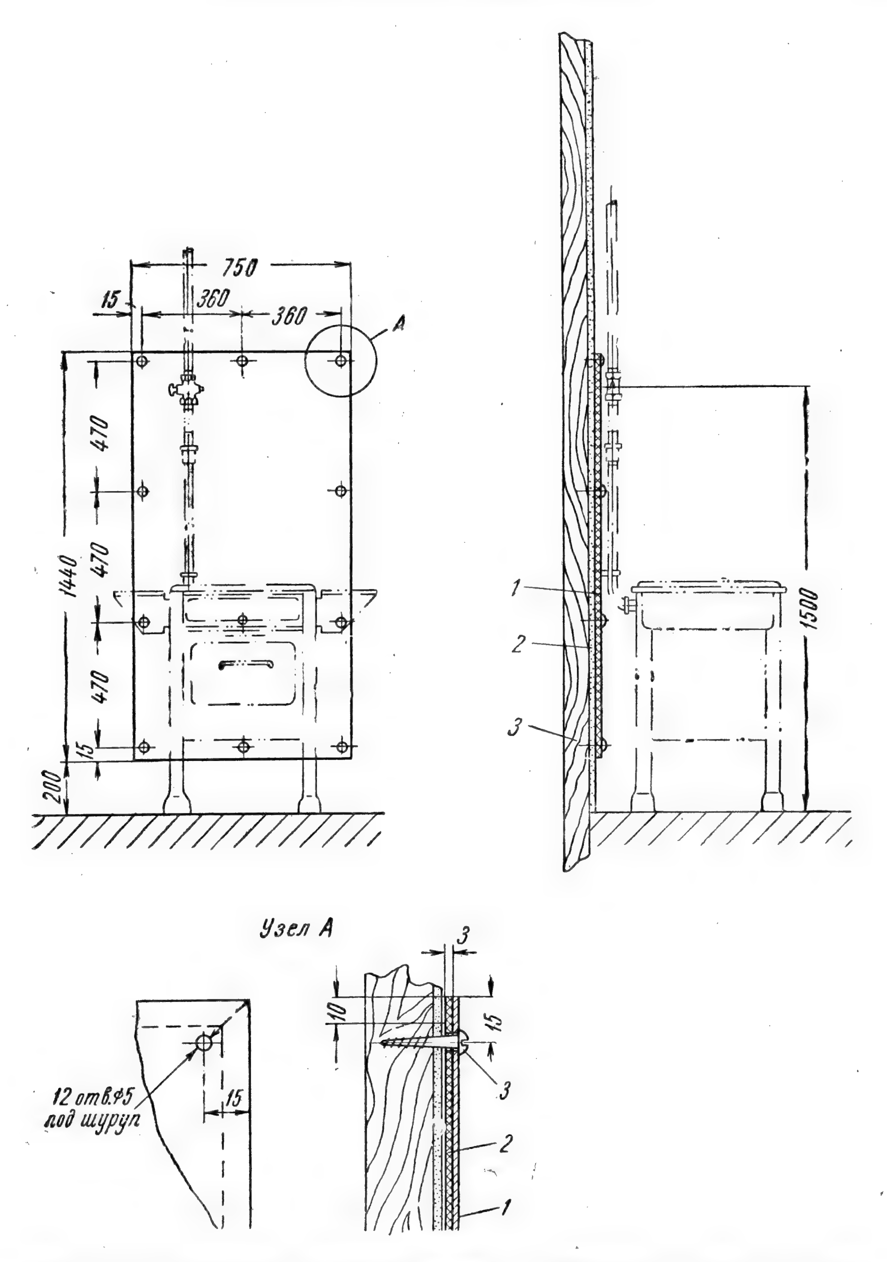


Рис. 10.18. Установка защитного экрана на деревянной стене для плит с духовыми шкафами:

1 — кровельная сталь $\delta = 0{,}8$—$1{,}0$ *мм*; *2* — асбестовый картон $\delta \geqslant 3$ *мм*; *3* — шурупы 4 × 50.

Нормальный внутренний объем ванных комнат, оборудованных автоматическими проточными газовыми водонагревателями с предохранителями тяги с тепловой нагрузкой до 450 *ккал/мин* составляет 12 $м^3$.

Вместе с этим действующими правилами допускается установка таких водонагревателей в ванных комнатах или объединенных санитарных

узлах объемом не менее 7,5 $м^3$. При этом помещение ванной комнаты или объединенного санитарного узла должно иметь кроме дымохода вентиляционный канал, а для обеспечения притока воздуха — решетку у пола

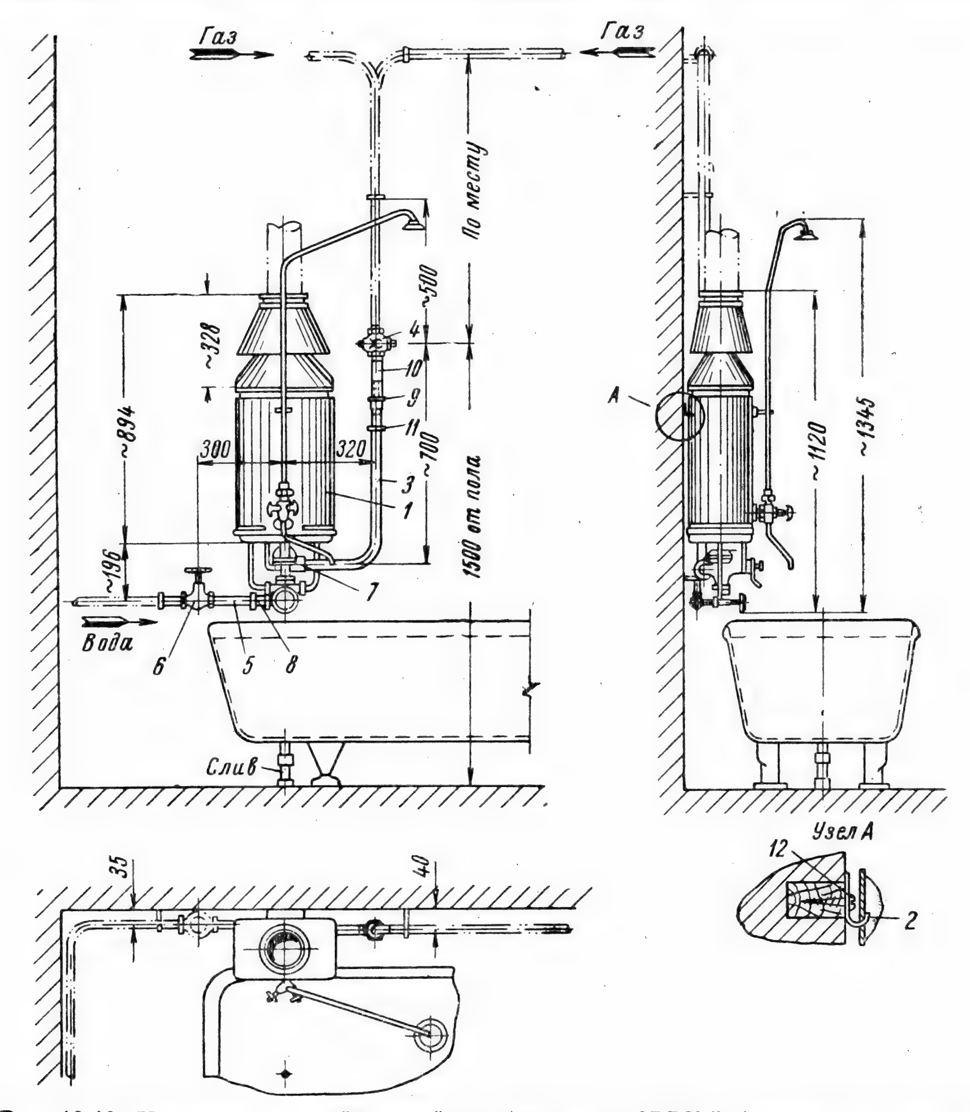


Рис. 10.19. Установка газовой ванной колонки типа 2ВВК-5 (совершенно аналогично устанавливается ванная колонка «Ленинград»):

1 — ванная колонка; *2* — скобы; *3* — подвод газа $d = 1''$; *4* — кран натяжной муфтовый $D_у$ 25; *5* — подвод воды $d = {}^3/_4''$; *6* — вентиль запорный $D_у$ 20; *7* — муфта 1''; *8* — муфта ${}^3/_4''$; *9* — контргайка 1''; *10* — сгон 1''; *11* — крюк; *12* — шуруп 8 × 50.

площадью не менее 0,02 $м^2$ или зазор между дверью и полом не менее 0,03 $м^2$.

Установку проточных водонагревателей в таких малогабаритных ванных комнатах следует допускать только при наличии безукоризненной тяги дымохода. При нулевой тяге (застой) и в особенности при обратной тяге установка водонагревателей не должна допускаться.

При малогабаритных ванных комнатах более безопасно применять не проточные, а емкостные автоматические водонагреватели с тепловой нагрузкой 6000 или 10 600 *ккал/час*. Двери ванных комнат должны открываться наружу.

Установка проточных водонагревателей производится на несгораемых стенах (рис. 10.19).

При отсутствии в помещении несгораемых стен установка водонагревателей производится на полусгораемых (деревянных оштукатуренных) стенах на расстоянии от них не менее 3 *см*. При этом поверхность стены обивается кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 *см*.

При невозможности по габаритам размещения водонагревателей в ванных комнатах автоматические (полуавтоматические) колонки с многоточечным разбором воды устанавливают на кухнях или в других пригодных для этого помещениях.

Установка ванной колонки типа 2-ВВК-5 на кухне малогабаритной квартиры с высотой помещения 2,5 *м* приведена на рис. 10.20.

Газовые счетчики для замера расхода газа устанавливаются в кухнях или примыкающих к ним передних и коридорах.

Применяется также установка счетчиков в отапливаемых лестничных клетках в специальных запирающихся вентилируемых нишах или шкафчиках. Счетчики устанавливаются, как правило, на капитальной стене на высоте 1,6 *м* от пола до низа счетчика. При установке счетчика в кухне расстояние по горизонтали от его края до центра ближайшей горелки плиты должно быть не менее 0,8 *м*.

На опуске к приемному штуцеру счетчика устанавливается запорный кран.

На рис. 10.21 показана установка наиболее распространенного счетчика 3-ГКФ-6 завода «Ленприбор». Пропускная способность этого счетчика номинальная 6,0 $м^3/час$, предельная кратковременная 9,0 $м^3/час$, а минимальная 0,3 $м^3/час$. Потеря давления при номинальной пропускной способности и удельном весе $\gamma = 1,29\ кГ/м^3 = 10\ мм$ вод. ст. Погрешность показаний при расходе газа от 0,3 до 0,6 $м^3/час$ — $\pm 3\%$, выше 0,6 $м^3/час$ — $\pm 2\%$.

Допустимое давление газа до 300 *мм* вод. ст. Температура окружающей среды от $+5$ до $+35°$ С. Вес счетчика около 5 *кГ*.

При использовании счетчика для искусственных газов размеры газопровода к счетчику и отвода от него равноценны диаметру штуцеров $D_у$ — 25; для природных газов (соответствует рис. 10.21) они могут уменьшаться до $D_у$ — 20.

Второй распространенный счетчик типа ГК-6 выпускается московским заводом «Газоаппарат». От рассмотренного он отличается только габаритными размерами и сниженным до 4 *кГ* весом.

4. Газоснабжение жилых зданий сжиженными углеводородными газами

Газоснабжение жилых зданий сжиженными углеводородными газами осуществляется с помощью газобаллонных установок при одноквартирных и малоквартирных зданиях и с помощью укрупненных установок при многоквартирных зданиях и их группах.

Все устройства по газоснабжению жилых зданий сжиженными газами и требования, предъявляемые к ним, аналогичны сооружениям и требованиям при искусственных и природных газах и отличаются только

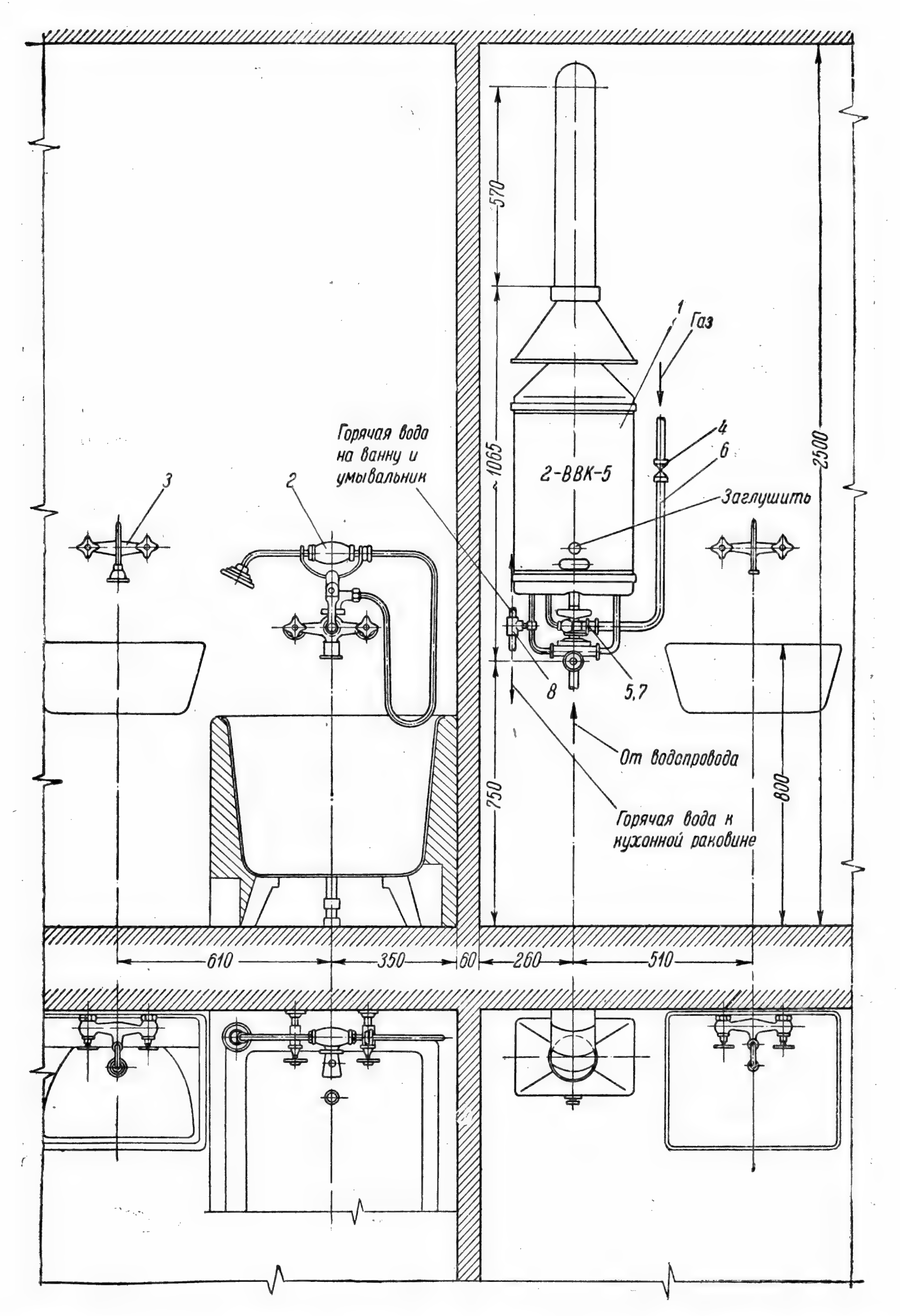


Рис. 10.20. Установка газовой ванной колонки типа 2-ВВК-5 в кухне с общей высотой 2,5 *м*:

1 — ванная колонка; *2* — смеситель для ванн с душевой розеткой на гибком шланге; *3* — смеситель для умывальника; *4* — кран запорный $D_у$ 25; *5* — муфта 1″; *6* — газопровод 1″; *7* — контргайка 1″; *8* — тройник $^1/_2$″.

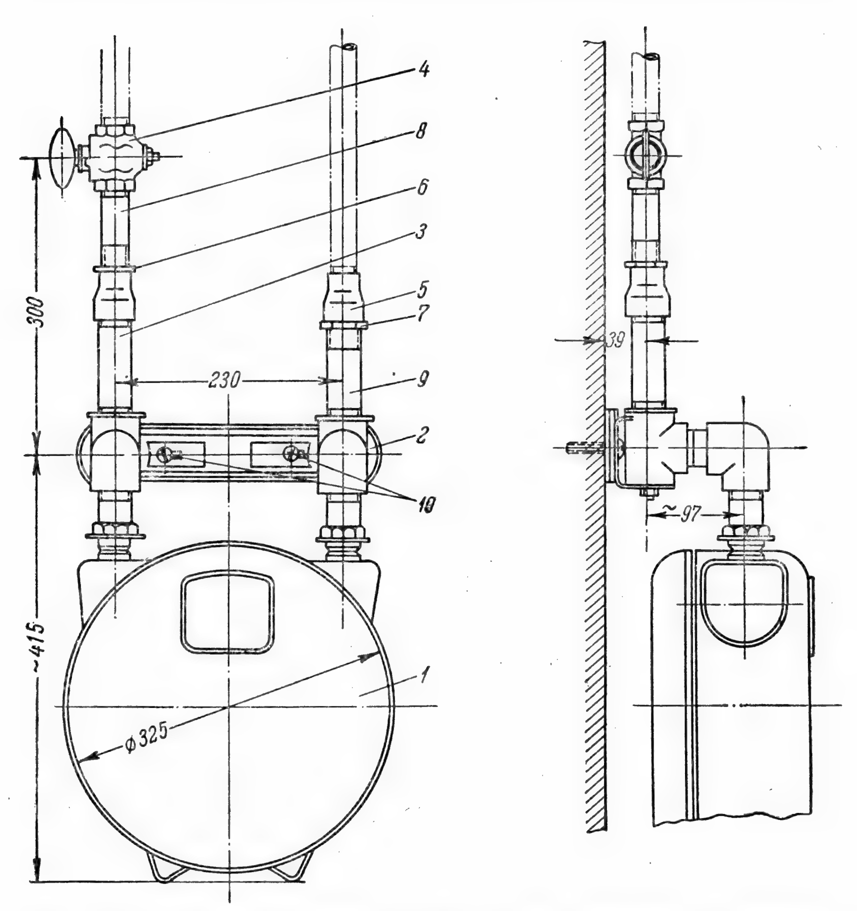


Рис. 10.21. Установка счетчика 3-ГКФ-6 с уменьшенными на один размер диаметрами опуска и отвода:

1 — счетчик типа 3-ГКФ-6; *2* — счетчикодержатель; *3* — труба 1″; *4* — кран муфтовый натяжной 11Б-10бк $D_у$ 20; *5* — муфта 1″ × $^3/_4$″; *6* — контргайка $^3/_4$″; *7* — контргайка 1″; *8* — сгон $^3/_4$″; *9* — сгон 1″; *10* — шуруп 8 × 50.

наличием дополнительных устройств — баллонов и укрупненных установок.

В состав газобаллонной установки входят: баллоны с сжиженным газом, регулятор давления, газовые приборы и распределительный трубопровод от баллонов с сжиженным газом до газовых приборов.

Размещение баллонов с сжиженным газом допускается как внутри, так и вне зданий.

При размещении баллонов внутри здания они устанавливаются в том же помещении, где находятся газовые приборы (обычно на кухне), при этом действующими правилами допускается установка в одном помещении только одного баллона емкостью не более 80 *л*.

По мнению автора, емкость баллонов, устанавливаемых в жилых зданиях, не должна превышать 55 *л*.

В помещениях баллоны необходимо устанавливать в местах, легко доступных для их осмотра и замены, и на расстоянии не менее: от газовых приборов 1,5 *м*, от отопительных печей и радиаторов центрального

отопления 1,0 *м*, от электросчетчиков, электрических розеток и выключателей 1,0 *м* (по горизонтали). По мнению автора, эта норма может быть уменьшена в два раза.

Расстояния от баллонов до газовых приборов и отопительных установок могут быть снижены при устройстве между ними экрана, предохраняющего баллон от нагревания.

Установка баллонов против топочных дверок отопительных печей и дверок других отопительных установок с огневыми процессами недопустима.

Недопустима также установка баллонов в жилых комнатах, темных невентилируемых кухнях и коридорах, полуподвальных и подвальных помещениях жилых, нежилых и производственных зданий.

В помещениях баллоны следует устанавливать на металлическом листе и прикреплять к стене здания с помощью легко разъединяемых надежных металлических скоб или других средств.

Для повышения безопасности целесообразно соединять штуцер надмембранного пространства регулятора давления с трубкой, выводимой в атмосферу. При наличии в вентиле баллона предохранительного клапана его штуцер присоединяется к той же выхлопной трубке.

Принципиальная схема установки баллона с сжиженным газом в кухне приведена на рис. 10.22.

Соединение вентиля баллона с регулятором давления производится с помощью металлических труб (стальных или красномедных) и накидных гаек, а соединение регулятора с газовой плитой с помощью тех же труб или резиново-тканевых рукавов по ГОСТ 8313—57 типа Б, рассчитанных на рабочее давление 10 *кГ/см*^{2}.

Газопроводы из этих рукавов выполняются из одного куска. Присоединение их к регулятору давления и газовому прибору производится с помощью стальных хомутов, обеспечивающих высокую герметичность и надежность крепления рукава. Применяемые резино-тканевые рукава должны иметь сертификаты завода-изготовителя, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТ.

Однобаллонные установки, размещенные в жилых зданиях, не являются абсолютно безопасными сооружениями и неудобны в эксплуатации (осложнение доставки к месту установки и перерывы в газоснабжении при опорожнении баллонов и их смене). По этим причинам большое распространение получили двухбаллонные установки, размещаемые вне здания.*

На этих установках баллоны с сжиженным газом размещаются в специальных металлических запирающихся шкафах, имеющих отверстия в нижней и верхней части для их естественной вентиляции.

Шкафы устанавливаются на бетонных или железобетонных плитах или брусьях у наружных стен здания (по возможности с северной стороны) на расстоянии не менее 1,5 *м* от окон и дверей.

Габариты шкафов и их дверок должны обеспечивать возможность легкой установки и демонтажа баллонов, а также доступность для закрывания и открывания вентилей и настройки регулятора давления.

Крепление шкафов производится к наружным стенам зданий, опорным плитам или брусьям.

---

* Однобаллонные установки (емкостью 55 *л*), расположенные внутри здания, или двухбаллонные пропановые установки, размещенные вне здания, могут обеспечить в зимнее время нормальную подачу газа одной плите или одному водонагревателю типа АГВ-80 при его периодической работе.

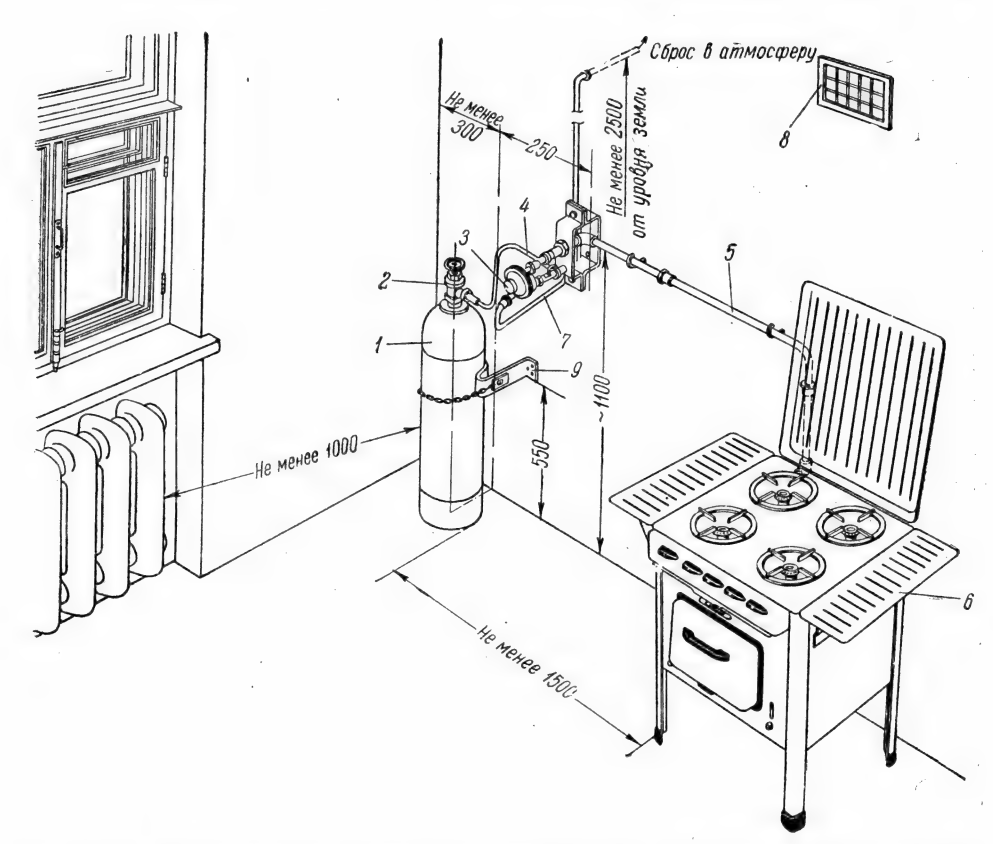


Рис. 10.22. Принципиальная схема установки баллона с сжиженным газом на кухне:

1 — баллон; *2* — вентиль; *3* — регулятор давления; *4* — подвод газа от баллона к редуктору; *5* — подвод газа от редуктора к плите; *6* — плита; *7* — выхлопная трубка; *8* — жалюзийная решетка вентиляционного канала; *9* — крепление баллона.

Подводка газа к приборам осуществляется только стальными трубами, проходящими обычно через наружную стену здания непосредственно в помещение, где установлена газовая плита или водонагреватель.

Принципиальная схема газоснабжения одноквартирного дома с помощью газобаллонной установки, расположенной вне здания, приведена на рис. 10.23, а обвязка баллонов при их установке в металлическом шкафу на рис. 10.24.

Для баллонного газоснабжения применяются специальные баллоны, удовлетворяющие требованиям правил Госгортехнадзора по устройству и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Наиболее распространенными являются баллоны емкостью 40, 55, 80 и 112 *л*, рассчитанные на рабочее давление 16 *кГ/см*^{2} (табл. 10.6).

Для газоснабжения многоэтажных жилых зданий широкое распространение получили укрупненные установки. Эти установки состоят из группы (не менее двух) подземных резервуаров емкостью около 2 *м*^{3} каждая, соединенных между собой коммуникациями паровой и жидкой фаз. Одна из емкостей (при двух-трех резервуарах) и две при большем их количестве оборудуются специальной арматурой, размещаемой на фланце головки цистерны, выходящем на поверхность грунта. Верхняя часть головки с арматурой закрывается металлическим корпусом с де-

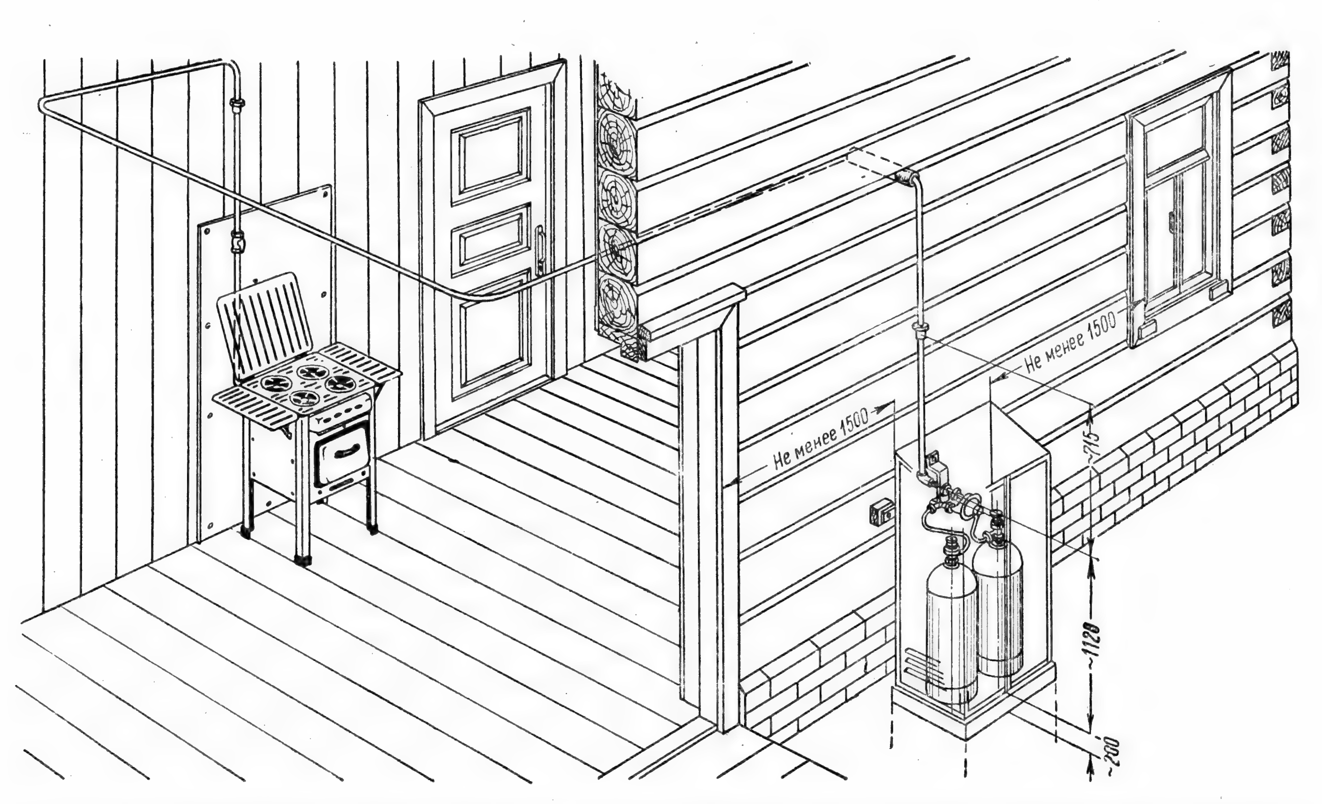


Рис. 10.23. Принципиальная схема газоснабжения одноквартирного дома с помощью газобаллонной установки, размещенной вне здания.

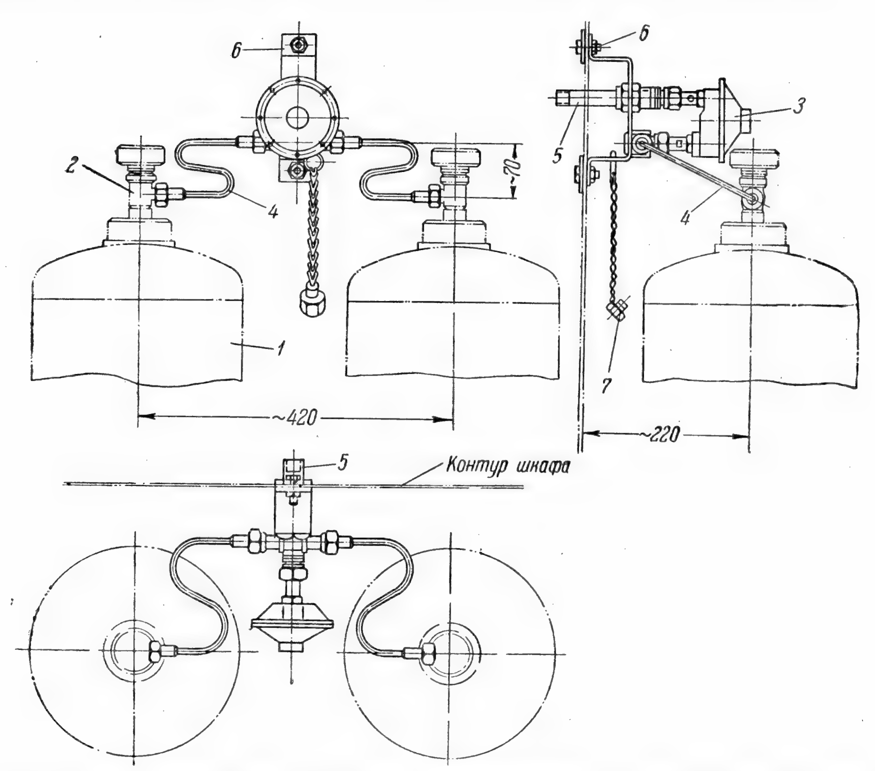


Рис. 10.24. Обвязка двух баллонов, установленных в металлическом шкафу:

1 — баллон; 2 — вентиль; 3 — регулятор давления; 4 — трубки газа высокого давления до 16 *кГ/см*²; 5 — расходная трубка низкого давления 270—300 *мм.* вод. ст.; 6 — крепление регулятора к стенке шкафа; 7 — заглушка.

Таблица 10.6

Характеристика распространенных баллонов для сжиженных углеводородных газов

Наименование показателей	Завод-изготовитель				
	Кишинев, Рига	Жданов, Ленинград	Тихорецк	Тула	Горький
Емкость, *л*	40	55	80	80	112
Средний вес баллона, *кГ*	20	32	54	48	55
Наполнение газом, *кГ*	16	22	33	33	47
Наружный диаметр, *мм*	270	286	312	312	400
Длина баллона (по днищам), *мм*	810	950	1160	1160	1000
Толщина стенки цилиндра, *мм*	3	4	5,5	5	5
Вес баллона на 1 *л* емкости, *кГ* (~)	0,50	0,58	0,68	0,60	0,49
Вес баллона на 1 *кГ* газа, *кГ* (~)	1,25	1,45	1,64	1,45	1,17
Рабочее давление, *кГ/см*²	16	16	16	16	16
Сварной шов цилиндра	Продольный				
Испытательное давление, *кГ/см*²	25	25	25	25	25

Примечание. Баллоны указанных размеров в настоящее время выпускаются не только приведенными в таблице, но и другими заводами.

флектором и запирающимися на замок дверцами. К основной арматуре, размещаемой на головке резервуара, относятся: указатели уровня жидкой фазы, указатели давления паровой фазы в резервуаре и в расходном газопроводе, регуляторы давления, снижающие давление паровой фазы резервуара до необходимой величины в расходном газопроводе, предохранительные клапаны, предотвращающие чрезмерное возрастание давления в резервуаре и в расходном газопроводе, штуцеры для заполнения и опорожнения резервуара и штуцеры для выравнивания давления паров в резервуаре и в наполняющей его автоцистерне.

Конструктивное устройство и габаритные размеры распространенного подземного резервуара с головкой, оборудованной указанной арматурой, приведено на рис. 10.25, а схема размещения арматуры в кожухе на рис. 10.26. Этот резервуар имеет емкость 2,5 *м*³ и оборудован тремя уровнемерными трубками, с помощью которых контролируется его заполнение на 20, 50 и 85% (предельный уровень).

Другой тип распространенного резервуара емкостью 1,8 *м*³ с указателем уровня поплавкового типа приведен на рис. 10.27.

Укрупненные установки должны размещаться на свободных от застройки площадках.

По действующим правилам и нормам планировки и застройки городов общая емкость цистерн для газоснабжения зданий не должна превышать месячную потребность в сжиженном газе (но не более 20 *м*³), причем емкость каждой цистерны должна быть не более 4 *м*³.

Цистерны должны быть подземными и размещаться от зданий больниц, детских учреждений, театров, кинотеатров, клубов и домов культуры на расстоянии не менее 25 *м*, а до других зданий в зависимости от степени их огнестойкости на расстоянии не менее: а) при общей емкости цистерн до 10 *м*³ до зданий I и II степени огнестойкости — 8 *м*, III степени — 10 *м*, IV и V степени—12 *м*; б) при общей емкости от 11 до 20 *м*³ до зданий I и II степени огнестойкости — 10 *м*, III степени — 12 *м*, IV и V степени — 15 *м*.

Территория установки ограждается металлическим забором, имеющим входную калитку, запирающуюся на замок. На территории установки размещается противопожарный инвентарь (огнетушители, ящик с песком и лопаты).

Сжиженный газ в таких укрупненных установках испаряется за счет тепла грунта. Количество испаряющейся жидкой фазы зависит от состава жидкости, температуры грунта, его теплопроводности и степени заполнения резервуаров. Учесть влияние всех этих переменных факторов затруднительно. Можно указать только, что для средней полосы СССР в зимнее время в условиях мерзлого грунта из заполненного резервуара емкостью 2 *м*³ может испаряться около 5—6 *кГ* технического пропана в час. Этого количества достаточно для газоснабжения 25—30 квартир при их оборудовании газовыми плитами.

Низкая производительность установок с естественным испарением приводит к необходимости применения большого количества резервуаров для крупных жилых массивов, что небезопасно (при их размещении среди жилых и общественных зданий) и неэкономично.

Радикальным выходом является применение установок с искусственным испарением жидкой фазы за счет нагрева ее горячей водой, паром или продуктами сгорания сжиженного газа.

Такие установки, однако, пока не нашли применения, и широкое внедрение их является ближайшей задачей.

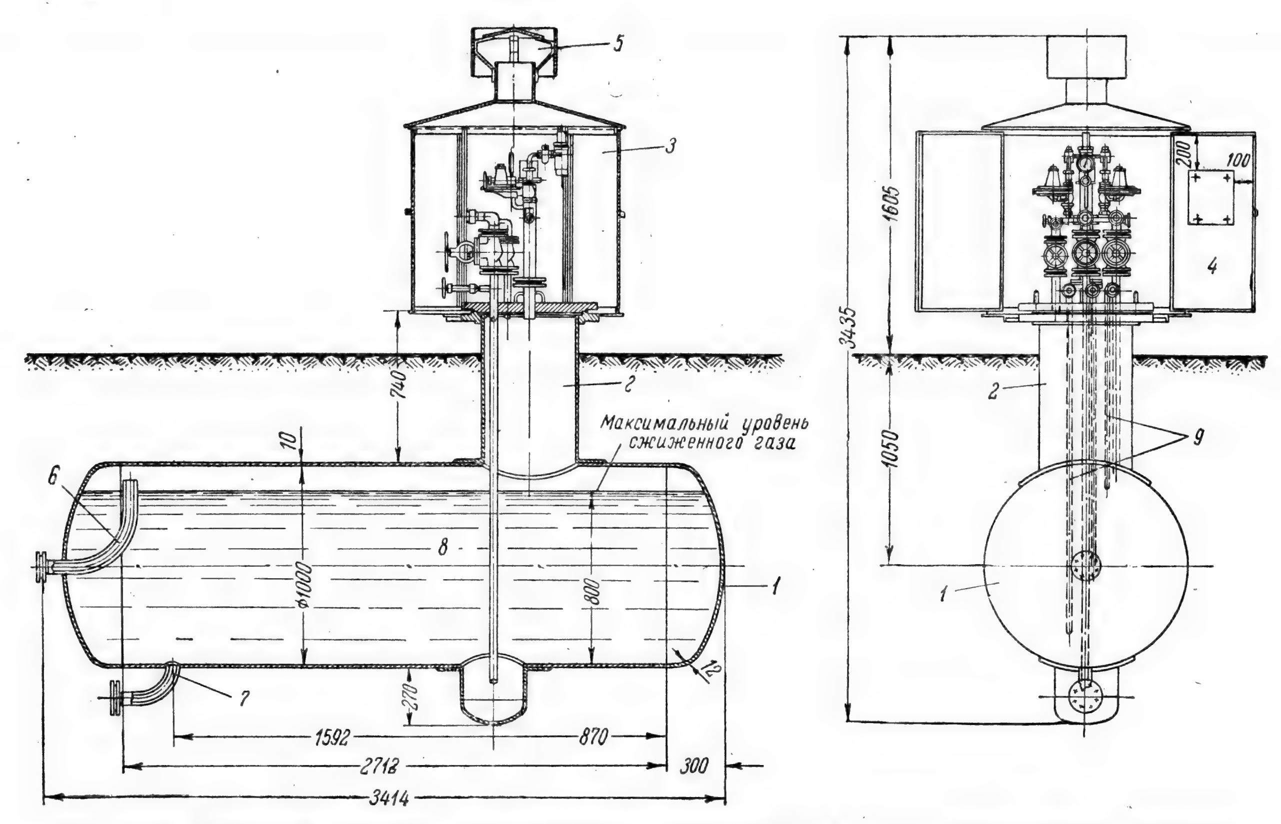


Рис. 10.25. Подземный резервуар для сжиженных газов емкостью 2,5 $м^3$ с уровнемерными трубками:

1 — стальной резервуар; *2* — головка с арматурой; *3* — кожух; *4* — дверцы кожуха; *5* — дефлектор; *6* — штуцер соединения паровых фаз емкостей; *7* — штуцер соединения жидких фаз емкостей; *8* — трубка для удаления из резервуаров неиспользуемых остатков; *9* — уровнемерные трубки.

Для крупных жилых массивов целесообразно использование не паров сжиженных газов, а их взрывобезопасных смесей с воздухом. Схема такой установки рассмотрена в главе 17 «Газораздаточные станции».

Системы газоснабжения жилых зданий с помощью укрупненных установок и требования к ним предъявляемые аналогичны системам и требованиям при использовании искусственных и природных газов. Разница заключается только в том, что пары сжиженных газов и смеси их с воздухом по удельному весу значительно больше воздуха. По этой

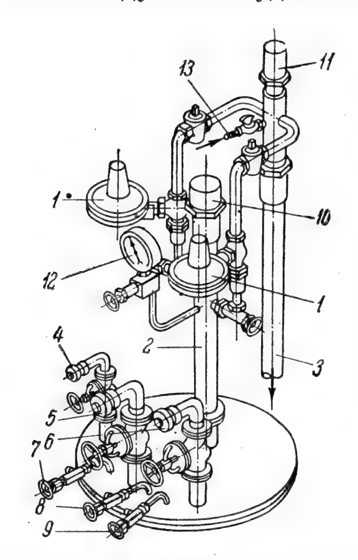


Рис. 10.26. Схема размещения арматуры, расположенной в кожухе емкости:

1 — регулятор давления типа РЖГД; *2* — труба высокого давления паровой фазы емкости; *3* — труба низкого давления (~300 *мм* вод. ст.) к потребителю; *4* — штуцер для соединения паровой фазы емкости и автоцистерны; *5* — штуцер для удаления из емкости неиспользуемых остатков; *6* — штуцер для наполнения емкости; *7* — уровнемерная трубка (заполнение 20%); *8* — уровнемерная трубка (заполнение 50%); *9* — уровнемерная трубка предельно допустимого уровня (заполнение 85%); *10* — предохранительный клапан паровой фазы емкости типа ПКП-300; *11* — предохранительный клапан расходного газопровода типа ПК-100; *12*—манометр для замера давления пара в емкости на давление 16—20 $кГ/см^2$ с классом точности 1,5; *13* — штуцер для замера давления в расходном газопроводе.

причине при использовании таких паров и смесей следует всемерно избегать прокладки газопроводов по подвалам и другим трудно вентилируемым помещениям, а при неизбежности таких прокладок не допускать установок пробок и других резьбовых соединений.

5. Отвод продуктов сгорания

Отвод продуктов сгорания из водонагревателей и других газовых приборов, конструкция которых предусматривает удаление продуктов сгорания во внешнюю атмосферу, осуществляется с помощью труб из кровельной стали, соединяющих дымоотводящий патрубок прибора с дымоходом.

Диаметр соединительных труб принимается для приборов с тепловой нагрузкой до 10 тыс. *ккал/час* не менее 100 и не более 125 *мм*, а для приборов с тепловой нагрузкой 20—25 тыс. *ккал/час* не менее 125 и не более 150 *мм*.

Во всех случаях диаметр соединительных труб должен быть не меньше диаметра дымоотводящего патрубка прибора.

Длина горизонтальной части соединительных труб и количество колен должны быть минимально возможными, а длина вертикального участка наибольшей.

По действующим правилам суммарная длина горизонтальных участков соединительных труб должна быть не более трех метров с числом поворотов на всей длине не более трех с радиусом закругления не менее диаметра трубы. Этими же правилами в виде исключения для зданий

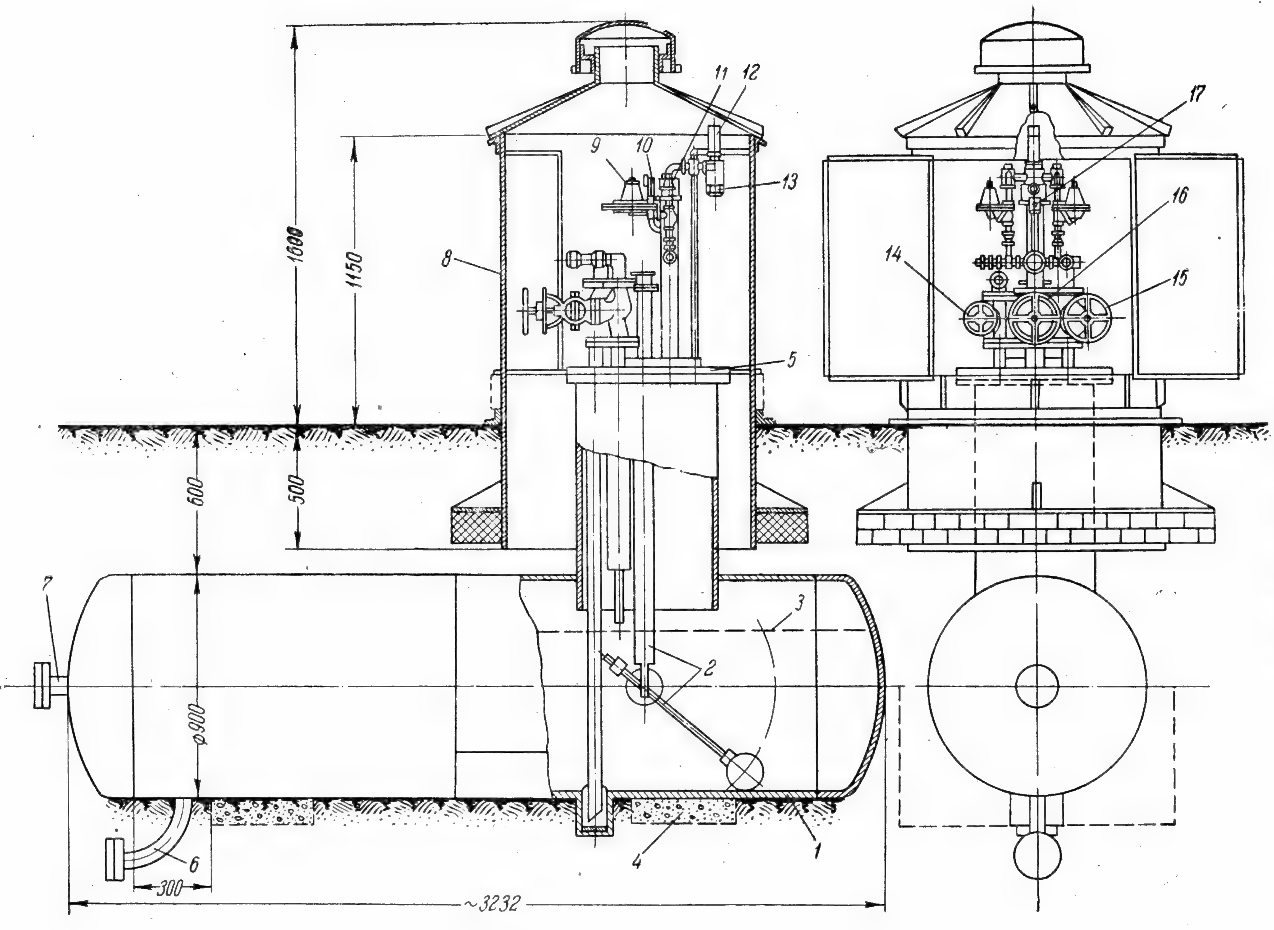


Рис. 10.27. Подземный резервуар для сжиженных газов емкостью 1,8 $м^3$ с указателем уровня поплавкового типа:

1 — резервуар; *2* — указатель уровня поплавкового типа; *3* — предельный уровень жидкости; *4* — фундамент; *5* — головка; *6* — штуцер для соединения жидких фаз резервуаров; *7* — штуцер для соединения паровых фаз резервуаров; *8* — кожух; *9* — регулятор давления; *10* — пружинный манометр; *11* и *12* предохранительные клапаны; *13* — штуцер для присоединения расходного газопровода; *14* —вентиль паровой фазы; *15* — вентиль наполнения резервуара; *16* — вентиль опорожнения резервуара; *17* — трехходовый кран манометра.

старой застройки допускается увеличение общей длины горизонтальных участков соединительных труб до 6 *мм*. При неизбежности такой длины необходимо особенно тщательно подходить к проверке пригодности дымохода для отвода продуктов сгорания. Величина разрежения в месте выхода продуктов сгорания из предохранителя тяги при работающем приборе должна быть не менее 0,7 *мм*. При меньшей величине, но не менее 0,5 *мм*, дымоотводящую трубу необходимо теплоизолировать с помощью асбестового шнура или других несгораемых материалов с низкой теплопроводностью.

Устройство вертикального участка соединительной трубы, совпадающего с осью дымоотводящего патрубка прибора, является обязательным. Высота этого участка для водонагревателей проточного типа должна быть не менее 0,5 *м*, а для емкостных водонагревателей не менее 0,3 *м*.

Для обеспечения герметичности соединительных труб отдельные их звенья плотно без зазоров вдвигаются одно в другое по ходу движения газов не менее, чем на половину диаметра трубы.

Горизонтальные участки соединительных труб для стока конденсата, который может образоваться в начальный период работы прибора, необходимо прокладывать с уклоном не менее 0,01 в сторону прибора.

Расстояние между деревянной оштукатуренной стеной и вертикальным участком соединительной трубы принимается не менее 10 *см*, а между горизонтальным участком и оштукатуренным потолком — 25 *см*.

Соединительные трубы прокладываются только по нежилым помещениям (ванные комнаты, кухни, коридоры).

При необходимости прокладки этих труб в помещениях с возможной отрицательной температурой они подлежат утеплению.

Присоединение дымоотводящей трубы ванной колонки типа 2-ВВК-5 к кирпичному дымоходу показано на рис. 10.28. Аналогично присоединяются к дымоходам ванные колонки типов КГ, КГ-И-56, АГВ и др.

Отвод продуктов сгорания от газовых водонагревателей и других газовых приборов производится как правило через обособленный для каждого прибора дымоход.

Вместе с тем действующими правилами допускается присоединение к одному дымоходу двух газовых водонагревателей или других газовых приборов, расположенных на одном или в разных этажах.

При расположении приборов в одном этаже ввод дымовых газов осуществляется на разных уровнях не ближе 50 *см* один от другого. При необходимости ввода дымовых газов на одном уровне в дымоходе делается рассечка на высоту 50—70 *см*. При этом сечение дымохода в месте рассечки не должно быть меньше сечения присоединительной трубы.

Необходимое сечение дымохода для одного проточного водонагревателя с тепловой нагрузкой 20—25 тыс. *ккал/час* должно быть не менее 150 *см*^{2}, а для водонагревателя типа АГВ-80 не менее 78 *см*^{2}. Присоединение указанных водонагревателей к дымоходам с значительно большим сечением (например 200 *см*^{2} и выше) не рекомендуется, так как при этом возможно образование постоянного конденсата и ухудшение тяги.

Пропускная способность дымоходов круглого сечения в зависимости от их высоты, внутреннего диаметра, средней температуры дымохода и наружного воздуха может определяться по графику рис. 10.29. График составлен для средней температуры дымохода 65° С, наружной температуры 15° С и давления 760 *мм* рт. ст. при 100%-ном избытке воздуха в топке прибора и 100%-ном притоке воздуха через предохранитель тяги.

Пропускная способность дымоходов прямоугольного сечения может быть определена, исходя из пропускной способности круглого дымохода с диаметром, равным меньшей стороне прямоугольника и из отношения сторон последнего (рис. 10.30).

Повышение пропускной способности дымохода в зависимости от средней температуры дымовых газов показано графически на рис. 10.31.

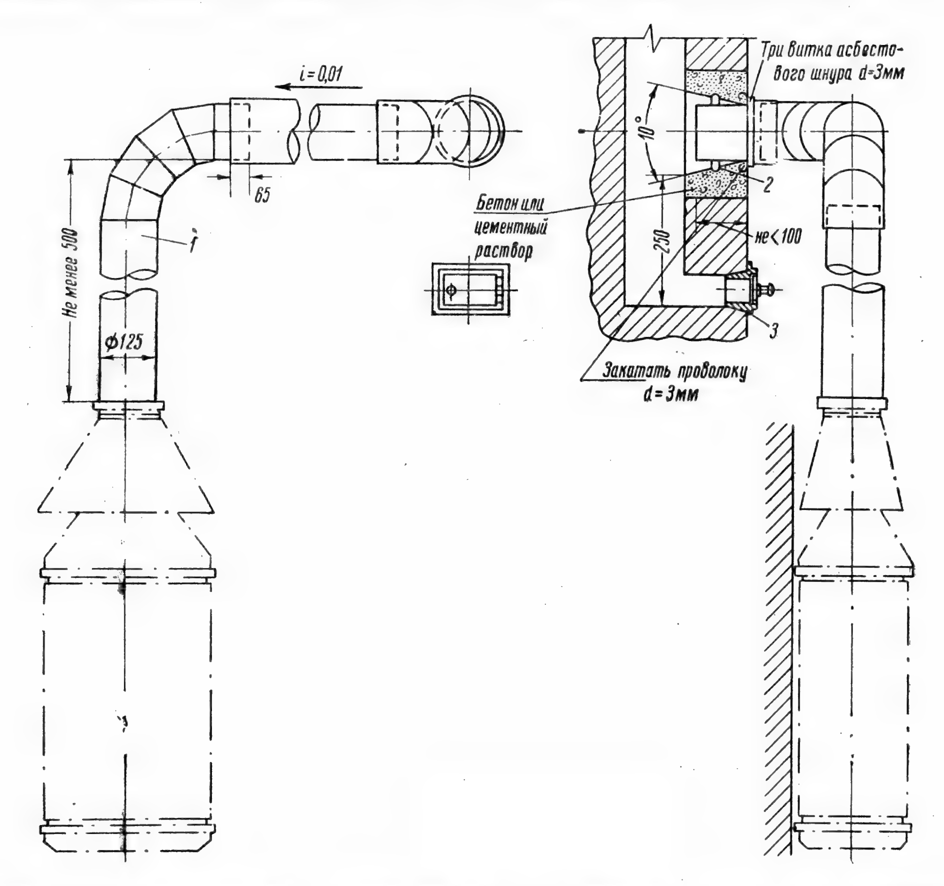


Рис. 10.28. Присоединение дымоотводящей трубы ванной колонки типа 2-ВВК-5 к кирпичному дымоходу:

1 — соединительная труба; *2* — конусный патрубок; *3* — дверка прочистная.

При присоединении к одному дымоходу двух газовых приборов его сечение следует определять по суммарной тепловой нагрузке.

Водонагреватели как правило должны присоединяться к дымоходам, находящимся во внутренних капитальных стенах зданий.

Использование дымоходов, размещаемых в наружных стенах зданий, допустимо при условии, если стенка дымохода между дымом и наружной поверхностью стены имеет толщину не менее двух кирпичей; в противном случае она должна быть теплоизолирована снаружи.

Используемые для отвода продуктов сгорания дымоходы, должны быть вертикальными (без горизонтальных участков), плотными на всем протяжении и доступными для прочистки.

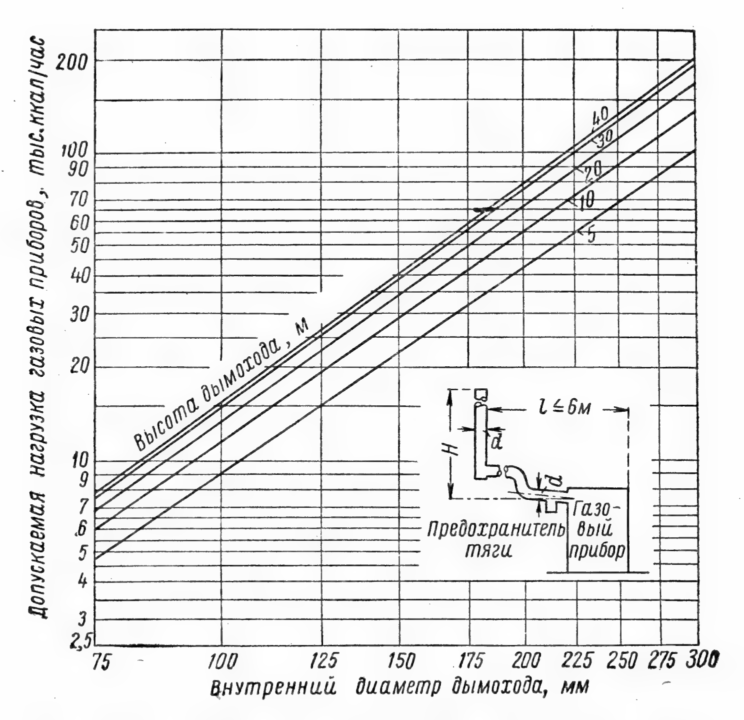


Рис. 10.29. График для определения пропускной способности круглых дымоходов для газовых водонагревателей, оборудованных предохранителями тяги.

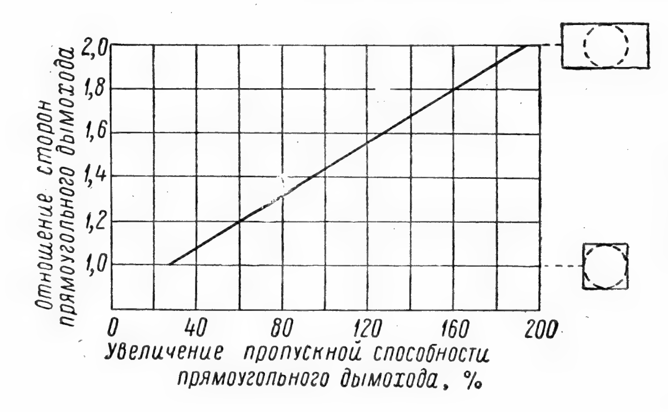


Рис. 10.30. **Пропускная** способность прямоугольных дымоходов в % от пропускной способности круглого дымохода с диаметром, равным меньшей стороне прямоугольника.

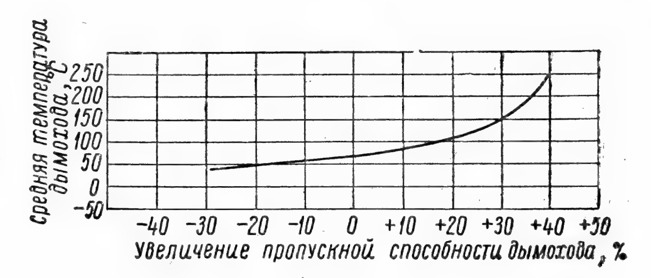


Рис. 10.31. Увеличение пропускной способности дымохода в зависимости от изменения средней температуры дымовых газов.

Испытание плотности дымохода производится сжиганием в его устье материалов, выделяющих большое количество дыма (ветошь, смоченная в минеральном масле), при закрытом сверху у оголовка дымоходе.

Хорошее горение ветоши и наличие дыма в смежных дымоходах, вентиляционных каналах или помещениях свидетельствует о неплотности дымохода. Плохое горение и отсутствие дыма в смежных каналах говорит о достаточной герметичности дымохода.

Присоединение к дымоходу соединительной трубы от газового прибора должно выполняться с таким расчетом, чтобы ниже ввода трубы в дымоход имелся карман глубиной не менее 25 *см* с люком для его прочистки.

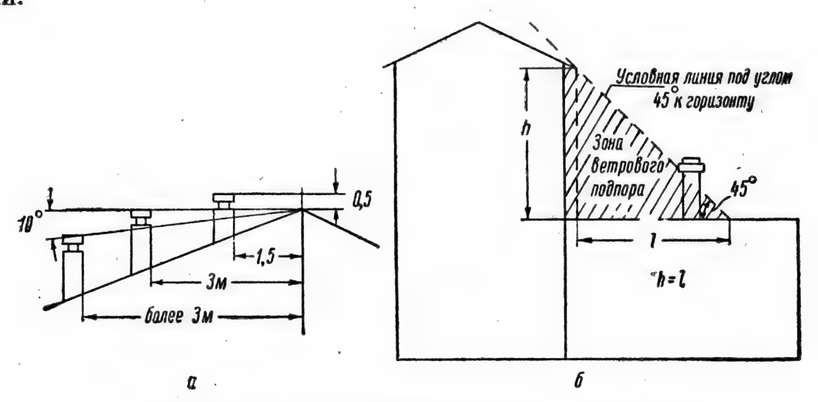


Рис. 10.32. Схема расположения дымовых труб.

Используемые для отвода продуктов сгорания газа дымовые каналы не должны находиться в зоне ветрового подпора, так как это может приводить к возникновению обратной тяги. С этой целью дымовые трубы каналов необходимо выводить:

а) не менее чем на 0,5 *м* выше конька крыши при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5 *м* от конька крыши;

б) в уровень с коньком крыши, если они отстоят на 2—3 *м* от конька крыши;

в) ниже конька крыши, но не ниже прямой, проведенной от конька вниз, под углом 10° к горизонту при расположении их от конька крыши далее 3 *м*.

Во всех случаях труба должна выступать не менее чем на 0,5 *м* выше примыкающей к ней поверхности крыши (рис. 10.32 *а*). Дымовые трубы, размещаемые по рис. 10.32 *б*, должны находиться вне зоны, ограниченной условной линией, проходящей ниже оголовка дымовой трубы под углом 45°.

При нарушении указанных условий трубы следует наращивать до подключения к дымоходам газовых приборов.

При отсутствии в стенах зданий пригодных дымоходов для отвода продуктов сгорания применяется устройство приставных или полупотайных дымоходов, выполняемых из кирпича, а также из асбоцементных или гончарных труб. В некоторых случаях такие трубы устанавливаются в существующие непригодные для прямого использования дымовые каналы.

При новом строительстве дымоходы для отвода продуктов сгорания газа необходимо выполнять из хорошо обожженного кирпича, блоков

из прочных и плотных несгораемых материалов или из асбоцементных и гончарных труб. Дымовые трубы следует защищать от попадания в них атмосферных осадков перекрытиями из кирпича с боковыми выходами дыма в обе стороны от каждого канала.

Верх дымохода (оголовок) должен быть оштукатурен цементным раствором с железнением или покрыт окрашенной кровельной сталью.

6. Испытание газопроводов жилых зданий на плотность

Испытание газопроводов жилых зданий на плотность производится воздухом после окончания монтажных работ и проведения внешнего осмотра, подтверждающего соответствие выполненных работ проекту и действующим правилам.

Испытание подземных и надземных наружных газопроводов производится по аналогии с испытанием городских газопроводов (глава 5, раздел 8 и 9). Испытание внутренних газопроводов проводится воздухом в три приема:

а) давлением, равным 1 *кГ/см²*, на участке от отключающего устройства на вводе в здание или лестничную клетку до кранов на опусках к приборам для выявления дефектных мест (это испытание ведется до установки газовых счетчиков с устройством временных перемычек);

б) давлением 700 *мм* вод. ст. на плотность тех же участков без счетчиков (газопроводы считаются плотными, если падение давления в них за 10 минут не превышает 20 *мм* вод. ст.);

в) давлением 300 *мм* вод. ст. с подключенными счетчиками до кранов газовых приборов в течение 5 минут (падение давления за это время не должно превышать 20 *мм* вод. ст.).

Глава одиннадцатая

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОММУНАЛЬНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И УЧРЕЖДЕНИЙ

1. Принципиальные схемы распределения газа

Подача газа коммунальным и промышленным предприятиям и учреждениям производится из городских распределительных газопроводов низкого, среднего и высокого давлений (до 6,0 *кГ/см*² включительно).

К городским распределительным газопроводам с давлением более 6,0 *кГ/см*² присоединяются только промышленные предприятия, которые по технологии процессов нуждаются в газе высокого давления.

Присоединение к таким газопроводам коммунальных и промышленных предприятий, не нуждающихся в газе высокого давления, может допускаться как исключение при отсутствии на трассах газопроводов других давлений и при необходимости высоких затрат на их сооружение. В этих случаях должны разрабатываться специальные мероприятия безопасности, согласовываемые в каждом отдельном случае с Госгортехнадзором.

Присоединение к городским газопроводам низкого давления коммунальных и промышленных предприятий с большими расходами газа допустимо только в случаях, если режимы потребления газа ими не нарушают нормального газоснабжения бытовых и мелких коммунально-бытовых предприятий и учреждений, питающихся газом из этих газопроводов.

Системы газоснабжения коммунальных и промышленных предприятий могут быть весьма разнообразны, так как зависят от многих факторов: давления газа, подаваемого на предприятие, расхода газа, типов установок и принципов их переоборудования на газовое топливо, типов применяемых запорных и регулирующих устройств, наличия автоматики и пр.

Ниже рассматриваются распространенные схемы газоснабжения коммунальных и промышленных предприятий, оправдавшие себя в практике использования газа.

На рис. 11.1 приведена наиболее простая принципиальная схема газоснабжения предприятий с небольшими расходами газа, подключаемых к городским газопроводам низкого давления. Газ из городского газопровода *1* поступает в ответвление *2*, проходит через общее (главное) отключающее устройство (задвижку, кран или гидрозатвор)* и по газопроводу *4* подводится в цех или котельную к установкам, переводимым на газовое топливо.

---

* Гидрозатворы применяются только на подземных газопроводах при установке их в грунте, в зоне ниже глубины его промерзания.

Участок трубы *2* от городского газопровода *1* до общего отключающего устройства *3* (включая его) является ответвлением или вводом на территорию предприятия и обслуживается Горгазом. Участок *4* и все последующие газопроводы, проходящие по территории предприятия (дворовые, межцеховые и внутрицеховые), являются хозяйством потребителя газа и обслуживаются последним.

Внутри газоснабжаемого цеха или котельной в непосредственной близости от ввода газопровода в помещение устанавливается кран или задвижка *6* (в зависимости от диаметра газопровода).

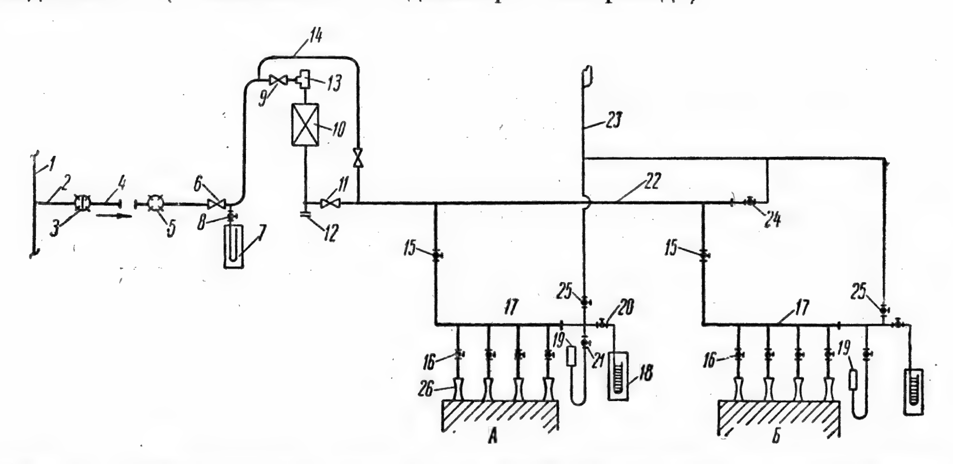


Рис. 11.1. Принципиальная схема газоснабжения предприятий с небольшими расходами газа, подключаемых к городским газопроводам низкого давления:

1 — городской газопровод низкого давления; *2* — ответвление городского газопровода на территорию потребителя; *3* — общее отключающее устройство (кран, задвижка, гидрозатвор); *4* — дворовый газопровод на территории потребителя; *5* — сборник конденсата (при необходимости); *6* — кран или задвижка внутри здания; *7* — V-образный манометр или мембранный напоромер; *8* — кран манометра; *9* — кран или задвижка перед счетчиком; *10* — ротационный счетчик; *11* — кран или задвижка после счетчика; *12* — пробка; *13* — фильтр; *14* — обвод с запорным устройством; *15* — кран на ответвлении к агрегату; *16* — кран перед горелками; *17* — коллектор; *18* — V-образный манометр или мембранный напоромер; *19* — ручной запальник, присоединяемый на резиновом шланге; *20* — кран перед манометром; *21* — кран перед ручным запальником; *22* — общий распределительный коллектор в цехе (котельной); *23* — продувочный газопровод; *24* — кран продувки коллектора *22*; *25* — краны продувки коллекторов *17*; *26* — инжекционные горелки.

При значительной протяженности дворового газопровода (обычно более 50 *м*), кроме запорных устройств *3* и *6* устанавливается дополнительное запорное устройство снаружи газоснабжаемого помещения (на схеме не показано).

Газовый объемный (наиболее часто ротационный) счетчик *10*, как правило, устанавливается в газоснабжаемом цехе — котельной, обычно вблизи от ввода газопровода в помещение.

Место для установки счетчика должно быть светлым, вентилируемым и легко доступным для снятия показаний.

С целью снятия счетчика для проверки или ремонта перед и за ним устанавливаются запорные задвижки или краны *9* и *11*. Подача газа установкам в этот период производится по обводу *14* с размещенным на нем запорным устройством. Это запорное устройство (задвижка, кран) при работе счетчика находится в закрытом и опломбированном состоянии.

Для предотвращения засорения счетчика перед ним устанавливается сетчатый фильтр *13*, а для возможности спуска жидкости (керосина) при промывке счетчика от засорений пробка *12*.

На схеме (рис. 11.1) приведен вариант подачи газа к двум небольшим агрегатам *А* и *Б*, оборудованным инжекционными горелками низкого давления с малыми расходами газа.

Для этого варианта на подводе газа к коллектору *17* каждого агрегата устанавливается по одному крану *15*. Кроме того, перед каждой горелкой установлено по одному крану *16*.

Назначение кранов *15* — полное отключение подачи газа на агрегат. Назначение кранов *16* — включение, отключение и регулировка тепловой нагрузки (расхода газа) каждой горелки.

Замер давления газа на коллекторе каждого агрегата осуществляется с помощью манометров *18*, а зажигание горелок с помощью ручных газовых запальников *19*.

Продувка построенных газопроводов газом, а также их продувка после каждой длительной остановки осуществляется следующим образом: все основные газопроводы, включая распределительный коллектор *22*, продуваются газом через продувочный газопровод при открытом кране *24*. Краны *15*, *16* и *25* в период продувки основных газопроводов находятся в закрытом состоянии. Наблюдение за давлением в период продувки ведется по манометру *7*.

Продувка ответвлений к каждому агрегату, включая коллектор *17*, ведется после продувки основных газопроводов через продувочный газопровод при открытых кранах *15*, *25* и *20*. Краны *16* и *24* в период продувки находятся в закрытом состоянии. Окончание продувки определяется анализом или зажиганием вне помещения пробы газа, отбираемой через запальник *19* или штуцер для присоединения манометра *18*.

Опыт показывает, что приведенная простейшая схема является вполне надежной и безопасной при правильных действиях обслуживающего персонала. Возможные утечки газа через закрытые краны *15* и *16* в топки неработающих агрегатов ничтожны и не создают взрывоопасной смеси в топках при их нормальной вентиляции через дымоход.

Для недопущения и этих ничтожных попаданий газа в топку неработающего агрегата кран *25* находится в открытом состоянии, пропуская утечки газа через кран *15* в атмосферу по трубке *23*.

Естественно, что наличие даже герметичных запорных органов — кранов не исключает необходимости их эпизодической проверки в период эксплуатации.

Наиболее ответственными, нуждающимися в эпизодической проверке на герметичность, являются последние по ходу газа краны *15* и *16*.

Проверка их герметичности может осуществляться снятием и испытанием кранов в периоды длительных остановок агрегатов для ремонта, поджиганием протечек газа при поочередном закрытии кранов, а также по изменению давления, наблюдаемому по манометру *18*.

Проверка герметичности крана *15* с помощью поджигания газа может осуществляться следующим образом: сначала производится продувка газопровода *17* при закрытых кранах *16* через продувочный газопровод *23*. Затем закрывается кран *15*, давление газа доводится до атмосферного, и закрывается кран *25*. С запальника *19* снимается смеситель, открывается кран *21*, и подносится зажженная спичка к соплу запальника.

Устойчивое горение газа или периодические вспышки и угасание факела свидетельствуют о негерметичности крана *15* и необходимости его притирки.

Проверка герметичности кранов *16* проводится поочередно поджиганием газа у сопел при закрытых кранах *16* и открытом кране *15*. При

невозможности поджигания и наблюдения за вспышками через открытую воздушную заслонку снимаются смесители горелок.

Поднесение огня к соплам запальника и горелок допустимо только после проверки пробы газа, взятой из сопла запальника, т. е. после того, как будет установлено отсутствие взрывчатой смеси в газопроводах.

Для проверки герметичности крана *15* по изменению (повышению) давления на манометре давление газа при закрытых кранах *15*, *16* и *21* доводится до атмосферного. Затем закрывается кран *25* и производится наблюдение за манометром. Быстрое повышение давления свидетельствует о негерметичности крана *15* и необходимости его притирки или замены новым краном.

Для проверки герметичности кранов *16* открывается кран *15* и давление на манометре *18* доводится до максимального рабочего. Краны *16*, *21* и *25* находятся в этот период в закрытом состоянии. Затем закрывается кран *15* и производится наблюдение за манометром. Быстрое падение давления на манометре свидетельствует о негерметичности одного или нескольких кранов *16* и необходимости их притирки или замены.

При неуверенности в герметичности кранов *21* и *25* их в период испытания кранов *16* заглушают. Приведенная принципиальная схема может использоваться для разработки технологических схем газоснабжения отопительных котельных и различных типов коммунальных и промышленных предприятий с небольшими расходами газа. Для газоснабжения предприятий с очень малыми расходами газа (например предприятий общественного питания) схема может быть еще более простой за счет изъятия стационарного продувочного газопровода. Продувка труб газом в наружную атмосферу при такой схеме может осуществляться через резиновый шланг, присоединяемый в период продувки к штуцеру наиболее удаленного агрегата.

Принципиальная схема газоснабжения предприятий, присоединяемых к газопроводу среднего давления с местным ГРП на конечное низкое давление, приведена на рис. 11.2.

Газ из городского газопровода среднего давления *1* по ответвлению *2* поступает через запорную задвижку *3* (размещаемую в колодце) в газопровод предприятия *4*. Затем проходит газорегулировочный пункт *А*, снижающий давление газа со среднего на низкое, ротационный счетчик *26* и через коллектор *30* подается в ответвления, подводящие газ к котлам или печам.

Особенностью схемы является использование газовых горелок *50*, работающих на принудительно подающемся воздухе. Это приводит к необходимости установки воздуходувки (вентилятора) *56* и клапанов блокировки газа и воздуха *36*, автоматически прекращающих подачу газа при прекращении подачи воздуха или резком снижении его давления.

Схема предусматривает установку горелок с большими расходами газа, поэтому в качестве отключающих и регулирующих подачу газа органов использованы задвижки.

Задвижка *35* применяется, как правило, только для полного открытия или закрытия потока газа на все горелки котла или печи, задвижка *43* для полного открытия или закрытия потока газа на горелку, а задвижка *48* как для включения и отключения потока газа на горелку, так и для регулирования его количества.

Задвижкой *35* можно пользоваться для регулирования количества газа на весь агрегат только в том случае, если все горелки совершенно идентичны по конструкции и расходу газа и одинаково отрегулированы.

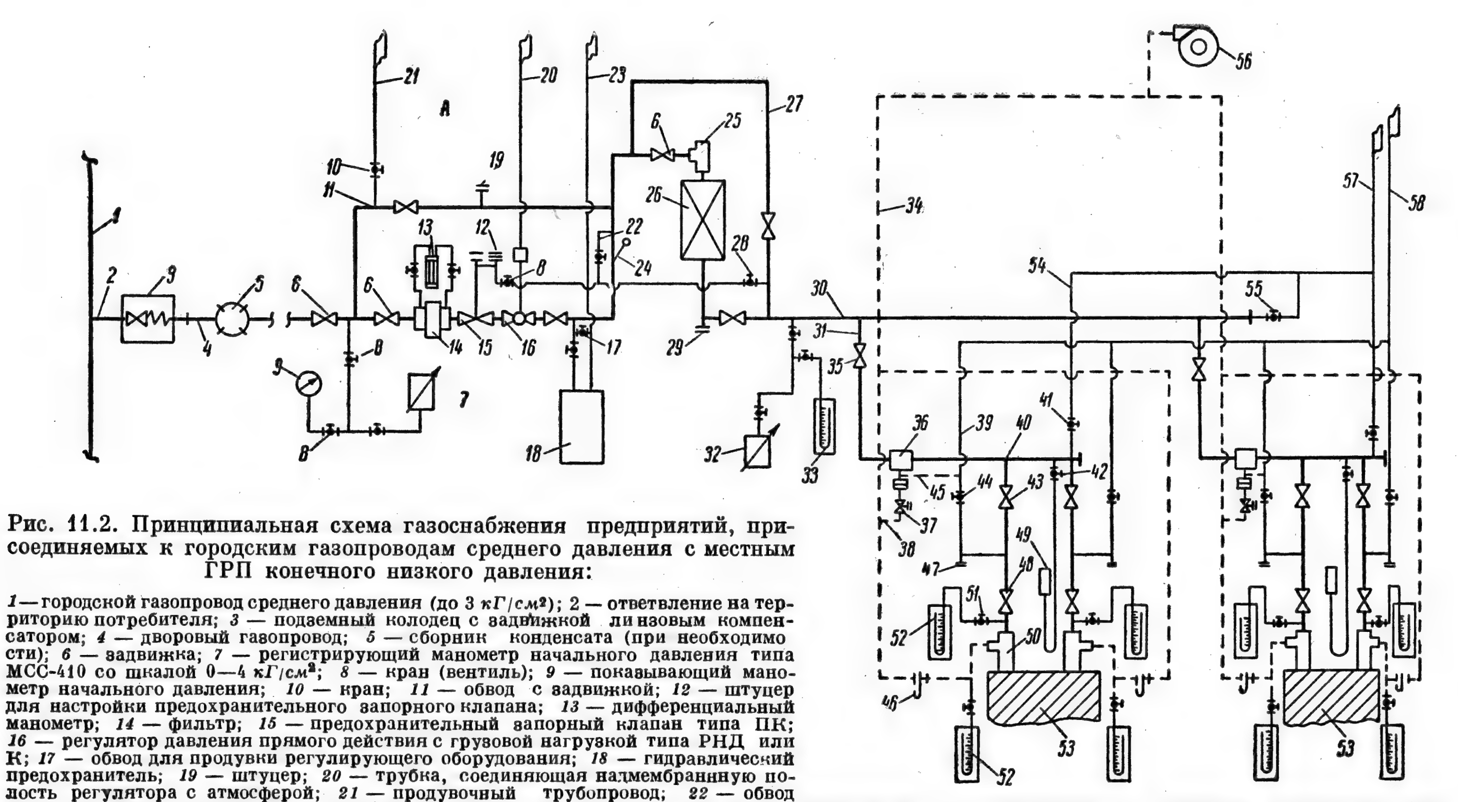


Рис. 11.2. Принципиальная схема газоснабжения предприятий, присоединяемых к городским газопроводам среднего давления с местным ГРП конечного низкого давления:

1 — городской газопровод среднего давления (до 3 $кГ/см^2$); 2 — ответвление на территорию потребителя; *3* — подземный колодец с задвижкой и линзовым компенсатором; *4* — дворовый газопровод; *5* — сборник конденсата (при необходимости); *6* — задвижка; *7* — регистрирующий манометр начального давления типа МСС-410 со шкалой 0—4 $кГ/см^2$; *8* — кран (вентиль); *9* — показывающий манометр начального давления; *10* — кран; *11* — обвод с задвижкой; *12* — штуцер для настройки предохранительного запорного клапана; *13* — дифференциальный манометр; *14* — фильтр; *15* — предохранительный запорный клапан типа ПК; *16* — регулятор давления прямого действия с грузовой нагрузкой типа РНД или К; *17* — обвод для продувки регулирующего оборудования; *18* — гидравлический предохранитель; *19* — штуцер; *20* — трубка, соединяющая надмембранную полость регулятора с атмосферой; *21* — продувочный трубопровод; *22* — обвод для настройки регулятора давления; *23* — труба сброса газа в атмосферу из гидравлического предохранителя и продувки оборудования ГРП; *24* — термометр; *25* — фильтр; *26* — ротационный счетчик; *27* — обвод с задвижкой; *28* — кран (вентиль) для подачи импульса конечного давления под мембрану предохранительного запорного клапана; *29* — пробка; *30* — коллектор; *31*—ответвление к агрегату; *32* — манометр, регистрирующий конечное давление; *33* — показывающий манометр, V-образный или мембранный напоромер; *34* — воздухопровод; *35* — общая задвижка для отключения агрегата; *36* — клапан блокировки газа и воздуха; *37* — трехходовой кран; *38* — импульсная трубка воздуха; *39* — «свеча» безопасности; *40* — коллектор перед горелками; *41* — кран на продувочном газопроводе; *42* — кран запальника; *43* — контрольная задвижка; *44* — кран на «свече» безопасности; *45* — трубка сброса газа из автомата блокировки в атмосферу; *46* — заслонка на воздухопроводе; *47* — штуцер с пробкой для присоединения манометра при проверке запорных органов на герметичность; *48* —запорно-регулировочная задвижка перед горелкой; *49* — запальник; *50* — газовая горелка; *51* — кран или вентиль для замера давления газа перед горелкой; *52* — манометр для замера давления газа; *53*— котел или печь; *54* — продувочный трубопровод; *55* — кран продувки счетчика и коллектора; *56* — воздуходувка; *57* — объединенный продувочный трубопровод; *58* — объединенная «свеча» безопасности.

В противном случае для регулирования тепловой нагрузки агрегата необходимо пользоваться задвижками *48*.

Так как современные задвижки не могут рассматриваться как абсолютно герметичные запорные органы, в схеме кроме продувочных трубопроводов предусмотрено устройство «свечей» безопасности, отводящих газ, просачивающийся через неплотности закрытых задвижек *35* и *43*, в атмосферу.

Схема предусматривает возможность проверки в период эксплуатации (перед пуском агрегатов) герметичности последних по ходу газа задвижек, что особенно важно для запорных органов этого типа.

При установке горелок с малыми расходами газа и замене задвижек кранами схема может упрощаться за счет сокращения запорных органов *43* и объединения продувочных трубопроводов и «свечей» безопасности и соответствовать схеме рис. 11.1. В этом случае должен быть обеспечен сброс возможных протечек газа из клапанов блокировки газа и воздуха в атмосферу или в топки работающих агрегатов.

При установке регуляторов давления типа РДС на конечное низкое давление схема ГРП упрощается за счет ликвидации трубопровода, соединяющего надмембранную полость регуляторов РНД и К с атмосферой (см. рис. 9.60).

Принципиальная схема газоснабжения предприятий с местным ГРП на конечное среднее давление показана на рис. 11.3.

Газ из городских газопроводов среднего давления (до 3 *кГ/см*^{2}) поступает в ГРП с оборудованием конечного среднего давления (обычно $0{,}5 \div 1{,}0$ *кГ/см*^{2}) и далее по газопроводам подается к инжекционным газовым горелкам, обеспечивающим образование однородной газовоздушной смеси с коэффициентом избытка воздуха $\alpha \geqslant 1{,}0$.

Схема приведена для предприятия, агрегаты которого оборудуются горелками с большими расходами газа. Обычно в ГРП таких предприятий устанавливаются регуляторы давления типа РДС на конечное среднее давление и предохранительные запорные клапаны типа ПК с пружинной нагрузкой. Установка при такой схеме регистрирующих давление манометров является совершенно необходимой, так как они нужны для приведения показаний расхода газа по объемному счетчику к нормальным условиям (манометр *37*), изучения режимов работы газопроводов и газорегулировочного пункта.

Схема предусматривает установку в качестве запорных и регулирующих органов перед агрегатами и горелками задвижек, проверку их герметичности и наличие раздельных продувочных газопроводов и «свечей» безопасности.

Настройка предохранительных запорных клапанов ведется на давление, превышающее конечное (за регулятором) в точке отбора импульса на 25—50%, но не выше допустимого для регулятора конечного давления. При большой протяженности газопроводов после ГРП, а также при недопустимости по технологическим соображениям неожиданного срабатывания предохранительного запорного клапана в схему включается предохранительный пружинный клапан, присоединяемый к обводу в ГРП (на схеме не показан).

При использовании этой схемы для предприятий и установок с малыми расходами газа применяются регуляторы давления типов РСД-32 и РСД-50 и предохранительные запорные клапаны типа ПЗКс.

В качестве запорных и регулирующих органов перед горелками в этом случае обычно применяются не задвижки, а краны малых размеров,

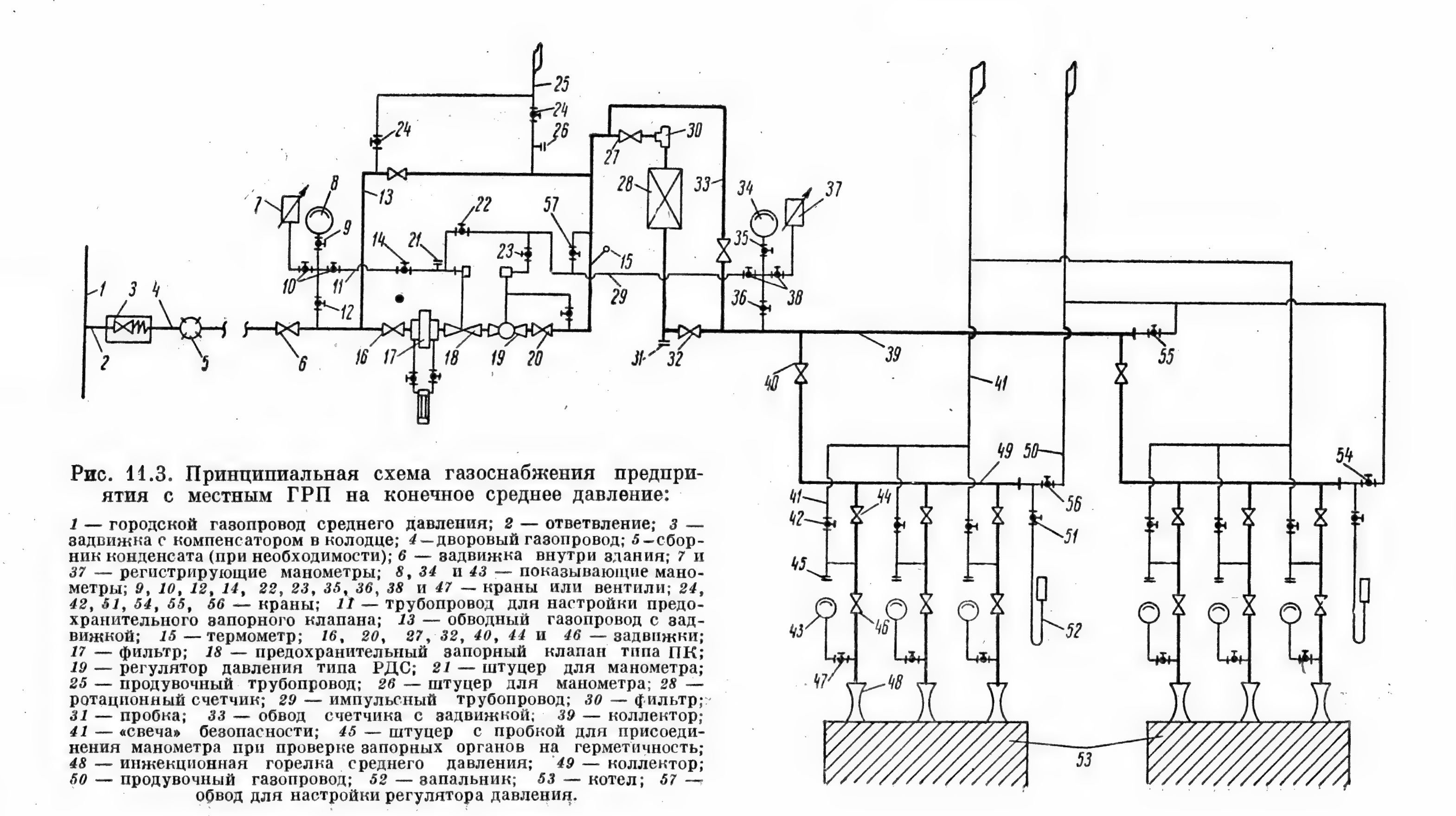


Рис. 11.3. Принципиальная схема газоснабжения предприятия с местным ГРП на конечное среднее давление:

1 — городской газопровод среднего давления; *2* — ответвление; *3* — задвижка с компенсатором в колодце; *4* — дворовый газопровод; *5* — сборник конденсата (при необходимости); *6* — задвижка внутри здания; *7* и *37* — регистрирующие манометры; *8*, *34* и *43* — показывающие манометры; *9*, *10*, *12*, *14*, *22*, *23*, *35*, *36*, *38* и *47* — краны или вентили; *24*, *42*, *51*, *54*, *55*, *56* — краны; *11* — трубопровод для настройки предохранительного запорного клапана; *13* — обводный газопровод с задвижкой; *15* — термометр; *16*, *20*, *27*, *32*, *40*, *44* и *46* — задвижки; *17* — фильтр; *18* — предохранительный запорный клапан типа ПК; *19* — регулятор давления типа РДС; *21* — штуцер для манометра; *25* — продувочный трубопровод; *26* — штуцер для манометра; *28* — ротационный счетчик; *29* — импульсный трубопровод; *30* — фильтр; *31* — пробка; *33* — обвод счетчика с задвижкой; *39* — коллектор; *41* — «свеча» безопасности; *45* — штуцер с пробкой для присоединения манометра при проверке запорных органов на герметичность; *48* — инжекционная горелка среднего давления; *49* — коллектор; *50* — продувочный газопровод; *52* — запальник; *53* — котел; *57* — обвод для настройки регулятора давления.

позволяющие несколько упростить схему газоснабжения агрегатов, приблизив ее к схеме рис. 11.1.

Необходимо отметить, что во всех случаях, где это возможно по размерам и в особенности при конечном среднем давлении, следует применять не современные задвижки, а краны, включая самосмазывающиеся. При установке последних непосредственно у агрегатов, в зоне воздействия на краны значительных температур (50—70° С) должна подбираться смазка с температурой каплепадения не ниже 90° С.

На рис. 11.4 приведена принципиальная схема газоснабжения крупного промышленного предприятия, снабжаемого от городского газопровода высокого давления (до 12 *кГ/см²*). Схема предусматривает установку на главном ГРП, размещаемом в обособленном здании, двух ниток регулирующего оборудования с регуляторами давления непрямого действия. Замер расхода газа осуществляется диафрагмами, устанавливаемыми после регулирующих клапанов по ходу газа. Наличие двух диафрагм позволяет производить их поочередное снятие без перерыва в подаче газа предприятию. Учитывая большую протяженность межцеховых газопроводов, каждый цех оборудуется собственным газорегулировочным пунктом с замером расхода газа с помощью диафрагм или объемных счетчиков. В схеме приняты все ГРП конечного среднего давления. В действительности эти ГРП в зависимости от типов применяемых горелок могут быть как конечного среднего, так и низкого давлений.

Приведенные схемы далеко не исчерпывают всех встречающихся в практике вариантов газоснабжения предприятий, но они могут служить наглядным пособием для создания на их базе конкретных технологических схем газоснабжения различных предприятий в зависимости от местных условий.

2. Трассировка газопроводов на территории предприятий

На территориях коммунальных и промышленных предприятий применяется как подземная, так и надземная прокладка газопроводов. Выбор типа прокладки зависит главным образом от местных условий. При свободных от подземных и надземных сооружений зонах рекомендуется, как правило, применять подземную прокладку. Наоборот, при загруженных подземными сооружениями проездах и наличии грузонапряженного движения предпочтение следует отдавать надземной прокладке. Важнейшим условием при выборе типа прокладки является также протяженность газопроводов; чем короче их длина, тем меньше гидравлические потери, металловложения, капитальные затраты и возможные утечки газа.

По опытным данным подземные газопроводы значительно меньше подвергаются внешним механическим воздействиям, чем надземные. Поэтому при питании предприятий газом из основных городских газопроводов высокого и среднего давлений необходимо стремиться к подземной прокладке газопроводов по меньшей мере до местного ГРП. При невозможности такого решения в месте выхода газопровода предприятия из грунта целесообразна установка запорного органа, автоматически отключающего надземный газопровод при крупной аварии на нем.

Для этой цели могут использоваться краны с пневмоприводом, электрозадвижки, имеющие привод от реле давления (например, сигнализатора падения давления), предохранительные запорные клапаны с мембранной головкой на минимум давления и прочие.

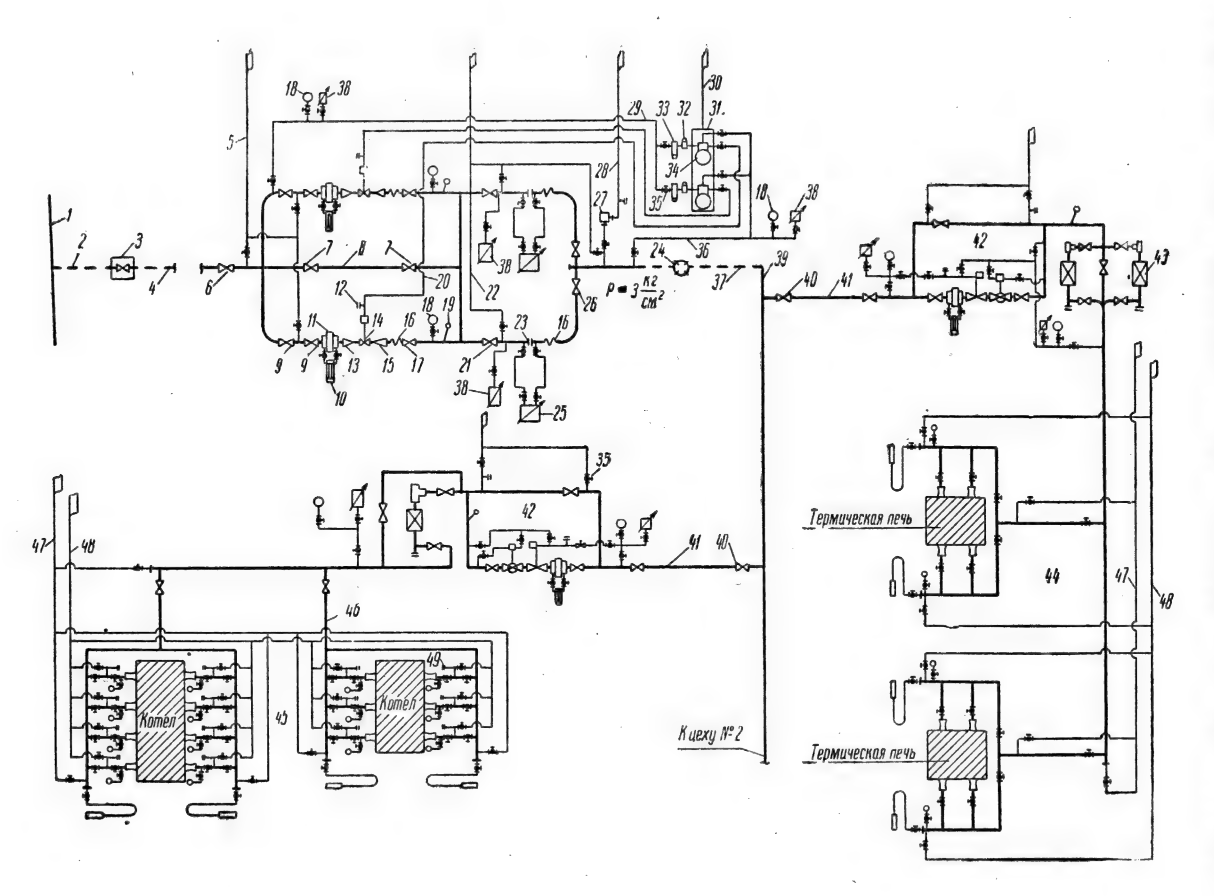


Рис. 11.4. Принципиальная схема газоснабжения промышленного предприятия с большим расходом газа, присоединяемого к городским газопроводам высокого давления (до 12,0 $кГ/см^2$):

1 — городской газопровод высокого давления; *2* — ответвление; *3* — подземный колодец с задвижкой; *4* — подземный газопровод; *5* — продувочный газопровод; *6*, *7* и *9* — стальные задвижки; *17*, *21*, *26*, *40* — чугунные задвижки; *8* — обвод; *10* — дифманометр; *11* — фильтр; *12* — штуцер; *13* и *15* — переходы; *14* — клапан регулирующий; *16*—линзовый компенсатор; *18* — показывающий манометр; *19* — термометр; *20* — импульсная трубка конечного давления к регулирующему клапану; *22* — продувочный газопровод; *23* — диафрагма; *24* — сборник конденсата; *25* — расходомер; *27* — пружинный предохранительный клапан; *28* — сбросный трубопровод; *29* — импульсная трубка начального давления; *30* — выводная трубка от шкафа; *31* — герметичный стальной шкаф; *32* — редуктор; *33* — фильтр; *34* — регулятор типа РД; *35* — кран или вентиль; *36* — импульсная трубка конечного давления; *37* — подземный межцеховой газопровод среднего давления; *38* — регистрирующий манометр; *39* — надземный межцеховой газопровод; *41*— ответвление в цех; *42* — цеховая ГРП; *43* — ротационные счетчики; *44* — цех № 1, печи которого оборудованы инжекционными горелками среднего давления с малыми расходами газа (диаметр труб и кранов перед горелками до 1—$1^1/_4''$); *45* — котельная, котлы которой оборудованы инжекционными горелками среднего давления с большими расходами газа (диаметр труб и кранов перед горелками $1^1/_2''$ и больше); *46* — ответвление к котлу; *47* — продувочный газопровод; *48* — «свеча» безопасности; *49* — штуцер с пробкой.

Трассировка, глубина укладки, сварка, изоляция, прокладка и испытание подземных газопроводов предприятий производятся в полном соответствии с городскими газопроводами.

Надземные газопроводы на территориях предприятий прокладываются по колоннам, эстакадам, несгораемым крышам и глухим долговечным наружным стенам зданий. При отсутствии глухих стен и наличии оконных проемов газопроводы трассируются таким образом, чтобы они не пересекали оконных проемов, проходили по возможности над ними и не имели в пределах пересечения сварных стыков фланцевых соединений и арматуры.

При всех способах прокладки газопроводы необходимо трассировать по открытым легко доступным для наблюдения местам.

При прокладке газопроводов на стенах зданий или несгораемых крышах расстояния между трубой и стеной (крышей) должны обеспечивать возможность осмотра трубы и фланцевых соединений по всей окружности. При прокладке на стенах эти расстояния в свету могут составлять от 0,20 до 0,5 *м* (в зависимости от диаметра трубы), а при прокладке по крышам 0,5—0,6 *м*. Это необходимо как для легкого осмотра газопровода, так и для предотвращения засыпки его снегом. Если передвижение по крыше, на которой укладывается газопровод, неудобно или опасно, то вдоль газопровода устраиваются площадки и лестницы к ним (типа противопожарных).

Колонны, эстакады и опоры, на которых крепятся трубы, должны обеспечивать прочность и устойчивость газопровода при всех возможных в период эксплуатации нагрузках и выполняться из несгораемых материалов (стали или железобетона).

Укладка газопроводов на опоры производится таким образом, чтобы поперечные сварные стыки труб отстояли от них на расстоянии 300—400 *мм* для труб диаметром до 200 *мм* и на расстоянии 500—600 *мм* для труб бо́льших размеров. Продольные сварные стыки (при наличии таковых) следует располагать выше опоры с видимой стороны.

Хомуты, поддерживающие газопровод, должны плотно охватывать трубу, а не наружную поверхность противокоррозийной или тепловой изоляции (при наличии последней).

Расстояния между консолями и подвесками при креплении горизонтального газопровода принимаются не более: для труб $D_у$ = 100÷150—5 *м*, для труб $D_у$ = 200—300—7 *м*, для $D_у$ = 350—400—9 *м*. Расстояния между консолями (кронштейнами) при креплении вертикального газопровода принимают не более 3 *м*.

При необходимости транспортирования по надземным газопроводам влажного газа трубы прокладываются с уклонами не менее 0,003 и защищаются теплоизоляцией. В особо неблагоприятных климатических условиях трубы прокладываются с паровым спутником и совместно защищаются теплоизоляцией. В каждой нижней точке такого газопровода устанавливается штуцер для спуска конденсата.

Прокладка надземных газопроводов осуществляется в виде самокомпенсирующейся системы. При невозможности компенсации напряжений за счет поворотов устанавливаются П-образные компенсаторы. При использовании для компенсации температурных напряжений сальниковых компенсаторов места их установки должны предотвращать проникновение утечек газа через сальники в близрасположенные здания. Арматуру, измерительные диафрагмы, компенсаторы и другое оборудование надземных газопроводов необходимо располагать в местах, удобных для обслуживания.

Для арматуры и оборудования, находящихся в частом пользовании, размещаемых на высоте более 2,5 *м*, необходимо устраивать стационарные площадки и лестницы к ним.

Для арматуры и оборудования, не требующих частого обслуживания, можно пользоваться переносными лестницами.

Места расположения запорной арматуры и измерительных диафрагм должны быть освещены.

Высота прокладки надземных газопроводов, считая от нижней образующей газопровода до уровня земли, принимается не менее:

а) по непроезжей части территории — 2,2 *м*;

б) в местах пересечения автодорог, считая от верхней части полотна дороги, — 4,5 *м*;

в) в местах пересечения железных дорог, считая от головки рельса,— 5,55 *м*.

Расстояние от надземных газопроводов до сооружений на территории предприятий по горизонтали принимаются не менее:

а) до пожароопасных зданий и сооружений — 5,0 *м*;

б) до ближайшего рельса железнодорожного или трамвайного пути — 3,0 *м*;

в) до грани бордюрного камня, высшей бровки кювета или подошвы насыпи дороги — 1,5 *м*;

г) до подземного водопровода, канализации, труб теплофикации или кабельных подземных блоков, считая от края фундамента, опорной колонны газопровода, — 1,0 *м*;

д) до ограды открытой подстанции — 10,0 *м*;

е) до мест выпуска расплавленного металла или шлака, а также источников открытого огня — 10,0 *м*;

ж) до проводов промышленных воздушных электросетей: для напряжений до 1 *кв* — 1,5 *м*; от 1 до 20 *кв* — 3,0 *м*; от 35 до 110 *кв* — 4,0 *м*.

Прокладка надземных газопроводов вдоль электросетей, над ними (кроме электропроводки низкого напряжения) и над трамвайными и железнодорожными путями и дорогами не допускается.

Пересечение надземного газопровода с воздушными линиями электропередачи, с железнодорожными и трамвайными путями и дорогами осуществляется под углом от 45° до 90°. Предпочтительно пересечение под углом 90°.

Расстояние от надземных газопроводов до других трубопроводов и линий электропередач при пересечении их газопроводами по вертикали должно приниматься не менее:

а) до трубопроводов различного назначения: диаметром свыше 300 *мм* — 300 *мм*, диаметром меньше 300 *мм* — не менее диаметра трубопровода;

б) до воздушных линий электропередач от крайних проводов с учетом их провисания, *м*:

Для напряжения	При прохождении электрических сетей	
	над газопроводом	под газопроводом
До 1 *кв*	3,0	1,5
От 1 до 20 *кв*	3,0	3,0
От 35 до 110 *кв*	4,0	Не допускается

в) до подвесной дороги с учетом провисания троса (до нижней точки вагонетки) — 3,0 *м*;

г) до верхнего провода питающей сети электрофицированной железной дороги или трамвайного пути — 1,5 *м*.

При определении наименьших вертикальных и горизонтальных расстояний между воздушными линиями электропередач и газопроводом ограждения, устанавливаемые над ним, в виде решеток, галерей и площадок, рассматриваются как части газопровода.

На расстоянии 10,0 *м* в обе стороны от точки пересечения надземного газопровода с линией электропередачи не следует допускать установку на газопроводе арматуры, водоотводчиков или других устройств, требующих их обслуживания.

На газопроводе в месте пересечения с воздушными линиями электропередач необходимо устанавливать ограждения, предохраняющие обслуживающий персонал от опасности поражения током при проходе по газопроводу под электрическими проводами.

Все элементы газопровода при параллельной прокладке с воздушными линиями электропередач (в особенности высоковольтных) должны заземляться.

Прокладка по газопроводам или их колоннам постоянных или временных электролиний не допускается, кроме предназначенных для обслуживания газового хозяйства (кабели диспетчеризации, сигнализации и т. п.).

Расстояние от открытой электропроводки низкого напряжения до газопроводов принимается не менее 0,5 *м*, расстояние от электропроводки, проложенной в трубах, до газопроводов — не менее 0,1 *м*.

Трассировка газопроводов по территории предприятий должна предусматривать:

а) наличие отключающего устройства на каждом вводе газопровода на территорию;

б) минимальное количество вводов;

в) общий замер (по возможности) расхода газа на предприятие, а при наличии нескольких вводов на территорию — замер расхода газа на каждом вводе;

г) возможность отключения снаружи каждого цеха или котельной или, если это нецелесообразно или неосуществимо, группы цехов.

Устройства для отключения цехов снаружи следует располагать возможно ближе к основному газопроводу предприятия.

Испытание надземных газопроводов на территории предприятий производится в соответствии с указаниями главы 5. Исключение составляют газопроводы низкого давления, подводящие газ к стандартным газовым приборам в пищеблоках и т. п., испытание которых может производиться аналогично испытанию газопроводов жилых зданий.

Все надземные газопроводы после их испытания покрываются двумя слоями краски, выдерживающей резкие температурные колебания и атмосферные осадки (масляная краска на сурике, нитрокраска, асфальтовый лак и др).

Рекомендуется окраска надземного газопровода в светло-коричневый цвет.

3. Газопроводы внутри котельных и цехов

Вводы газопроводов осуществляются непосредственно в те помещения, в которых потребляется газ. При невозможности или явной нецелесообразности ввода газопровода непосредственно в помещение, потребляющее

газ, применяется прокладка газопроводов по помещениям, где газ не используется. В этом случае трубы соединяются только на сварке и в пределах этих помещений не имеют задвижек и другой арматуры.

Прокладка газопроводов через взрывоопасные помещения или склады взрывоопасных или горючих материалов, а также через помещения электрораспределительных устройств и подстанций, не допускается.

На вводе газопровода в каждый цех или котельную внутри помещения устанавливается общая отключающая задвижка или кран. Место расположения задвижки должно обеспечивать свободный доступ к ней и, по возможности, обслуживание непосредственно с пола.

Присоединение отдельных переводимых на газовое топливо цеховых установок к внешним газопроводам предприятия не рекомендуется. Питание их газом, как правило, следует осуществлять через внутрицеховой газовый коллектор.

Прокладка газопроводов внутри котельной или цеха производится по стенам, перекрытиям или колоннам помещения. Применяется также крепление газопровода к надежным каркасам котлов и печей, если эти газопроводы предназначены для подачи газа к горелкам этих печей или котлов.

Крепление газопроводов к стенам, перекрытиям, колоннам и каркасам агрегатов производится с помощью крючков, кронштейнов или подвесок с хомутами.

При подаче влажного газа газопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,003. При этом уклон осуществляется от объемного счетчика или диафрагмы к газовому вводу в помещение и от счетчика или диафрагмы к газовым горелкам.

Для удаления конденсата в нижних точках газопровода устанавливаются сборники конденсата или водоспускные (дренажные) штуцеры.

При установке водоспускных штуцеров на газопроводах среднего и высокого давления обязательна установка до пробки отключающего вентиля или крана.

Дренажные линии выводятся в открытые воронки или специальные водосборники. Вывод дренажных линий в каналы, проходящие под полом, и в канализационную сеть не допускается.

Расстояния между газопроводами и стенами или полом помещения котельной или цеха должны обеспечивать легкий осмотр и ремонт газопровода, фланцевых соединений, а также установленных на газопроводе арматуры и аппаратуры.

При прокладке газопроводов параллельно трубопроводам другого назначения расстояния между ними следует принимать такими, которые обеспечивают легкость ремонта и осмотра, а также возможность монтажа и демонтажа арматуры на газопроводах и соседних трубопроводах, но не меньше диаметра наибольшего трубопровода.

Внутрицеховые газопроводы не следует располагать в зоне непосредственного воздействия теплового излучения топок, в местах возможного омывания их горячими продуктами сгорания или контакта с раскаленным или расплавленным металлом.

При прокладке газопровода внутри помещений через проходы высота его должна быть не меньше 2,2 *м* от пола до нижнего обреза трубы.

Газопроводы следует прокладывать так, чтобы возможность их повреждения внутрицеховым транспортом, подъемными кранами и грузами, а также другими движущимися механизмами была исключена.

В местах прокладки газопроводов через стены и перекрытия они должны заключаться в футляры из стальных труб. Концы футляров должны выступать на расстояние не менее 2 *см* от стены или перекрытия и заполняться просмоленной паклей и битумом.

Замуровка газопроводов в местах пересечки стен или перекрытий не должна допускаться.

Прокладка газопроводов внутри помещений котельных и цехов осуществляется надземной.

При расположении установок в местах, к которым нельзя подвести надземные газопроводы, применяется прокладка труб в каналах пола.

Такие каналы делаются минимально возможной длины, перекрываются настилом из съемных плит и снабжаются отверстиями для естественной вентиляции. Прокладка газопроводов в каналах совместно с другими сооружениями, кроме воздухопроводов к горелкам, не должна допускаться. Поперечные размеры каналов выбираются такими, чтобы обеспечивалась возможность осмотра и ремонта труб.

Трубы, применяемые для укладки в каналах, должны быть длинномерными и иметь минимальное количество сварных стыков.

Каналы, в которых прокладываются газопроводы, не должны пересекаться с другими подпольными каналами и туннелями. В месте, где пересечение неизбежно, газопровод прокладывается в футляре с герметизацией мест пересечения и выводом конца футляра на 200 *мм* в обе стороны от краев канала.

Газопроводы внутри котельных и цехов прокладываются, как правило, по светлым и доступным местам на виду у обслуживающего персонала.

Вся арматура на газопроводах располагается так, чтобы она была доступна для осмотра, ремонта и управления с пола или со специальных площадок и лестниц. При расположении арматуры на высоте выше 2,0 *м* от пола применяются устройства (цепи, штанги и пр.), позволяющие осуществлять управление арматурой с пола.

При прокладке газопроводов параллельно электропроводам низкого напряжения или при пересечении их выполняются указания, изложенные для газопроводов жилых зданий.

Газопроводы внутри помещений цехов или котельных оборудуются продувочными газопроводами, с помощью которых можно продуть газом любой участок газопровода.

Участки газопроводов между двумя отключающими задвижками, установленными перед горелками, соединяются со специальными газопроводами («свечами» безопасности) для удаления в атмосферу возможных утечек газа через арматуру.

Продувочные газопроводы от цеховых коллекторов и отводов к агрегатам могут объединяться в один общий продувочный газопровод, который выводится в атмосферу, если в этих газопроводах поддерживается примерно одинаковое давление газа.

«Свечи» для удаления утечек газа через арматуру прокладываются таким образом, чтобы они создавали наименьшее гидравлическое сопротивление удаляемому газу. Допускается объединение «свечей» от нескольких горелок и агрегатов.

Объединение продувочных газопроводов и «свечей» в один газопровод может производиться только в том случае, если исключено попадание продувочных газов через «свечи» безопасности в топки агрегатов (см. схему рис. 11.1).

Размеры продувочных газопроводов и «свечей» безопасности устанавливаются в зависимости от объема продуваемых участков газопроводов, их диаметра и рабочего давления газа. Минимальным диаметром продувочных газопроводов и «свечей» является $^3/_4''$.

Продувочные газопроводы и «свечи» выводятся в атмосферу таким образом, чтобы выходящий из них газ рассеивался без вреда для находящихся поблизости людей и не попадал в помещения.

Во всех случаях продувочные газопроводы и «свечи» выводятся не ниже 1,0 *м* от конька крыши здания.

При прокладке продувочных газопроводов и «свечей» по наружным стенам зданий предусматривается в нижней их части установка пробок для ревизии.

Для установления окончания продувки на продувочных газопроводах устанавливаются штуцеры с кранами; у котлов и агрегатов для этой цели может использоваться переносный запальник.

Принципиальное размещение продувочных газопроводов и «свечей», а также размещение на них штуцеров и кранов приведено на схемах рис. 11.1—11.4. Испытание внутрицеховых газопроводов на герметичность производится в соответствии с указаниями, приведенными в главе 5 для наружных городских газопроводов.

4. Основные требования, предъявляемые к помещениям и агрегатам, использующим газовое топливо

При переводе на сжигание газа котлов, печей и других агрегатов все требования санитарной, пожарной инспекции и Госгортехнадзора к этим агрегатам, а также к помещениям, в которых они расположены, сохраняют свою силу.

Отопительные котельные и другие установки, расположенные под жилыми, общественными и производственными помещениями, снабжаются газовым топливом, если помещения их соответствуют следующим условиям: стены и перекрытия выполнены из несгораемых материалов, высота составляет не менее 2,4 *м*, помещение имеет естественное освещение и обособленный выход, не связанный с выходами из квартир или других помещений здания, окна и двери открываются наружу.

Желательно, чтобы суммарная площадь оконных и дверных проемов в таких помещениях приближалась к 500 *см*^{2} на каждый кубический метр объема. Так как устройство площади проемов таких размеров в большинстве случаев недостижимо, ее рекомендуется делать максимально возможной, допускаемой строительными конструкциями здания.

Газоснабжение котельных и других установок, расположенных под жилыми и другими помещениями, наиболее безопасно осуществлять по схеме рис. 11.1 или 11.2 с расположением ГРП вне здания. В качестве запорной и регулирующей арматуры необходимо применять наиболее герметичные запорные устройства — краны, с ограничителями поворота пробки на 90°.

Во всех случаях рекомендуется применение автоматики регулирования и автоматики безопасности или только последней.

Снабжение газовым топливом котельных и цехов, расположенных непосредственно под зрительными залами и фойе театров и кинотеатров, торговыми залами с массовым скоплением в них людей, залами собраний, больничными палатами, учебными аудиториями и классами, групповыми комнатами детских садов и яслей и мыльными помещениями бань, как

правило, не должно допускаться. Котельные, расположенные под такими помещениями, наиболее правильно выносить в отдельно стоящие здания или совмещать с котельными соседних зданий.

При неприемлемости таких решений следует рассмотреть возможность реконструкции помещения котельной, обеспечивающую абсолютную безопасность для расположенных выше помещений с массовым скоплением людей (герметичность и прочность перекрытия, наличие взрывных проемов площадью не менее 500 *см*² на каждый кубометр объема, автоматизация работы котельной, сигнализация о наличии газа, аварийная вентиляция, желательно с автоматическим включением и т. п.).

Мероприятия безопасности в каждом отдельном случае должны быть согласованы с органами Госгортехнадзора.

Высота отдельно стоящих газоснабжаемых котельных, а также цехов коммунальных и промышленных предприятий должна быть не менее:

а) для котельных и цехов при отводе продуктов сгорания через дымовую трубу — 2,5 *м*;

б) для цехов предприятий при отводе продуктов сгорания через зонты с отводными трубами — 3 *м*;

г) для цехов промышленных предприятий при выпуске продуктов сгорания непосредственно в помещение цеха при обязательном наличии аэрации его через световые фонари — 10,0 *м*.

Помещения газоснабжаемых котельных должны быть оборудованы естественной приточно-вытяжной вентиляцией. При невозможности осуществления естественной вентиляции котельная оборудуется искусственной вентиляцией. Вентиляционные коробы и вытяжные шахты не должны иметь шиберов или дросселей.

Вытяжная вентиляция в котельной должна обеспечивать не менее трехкратного часового воздухообмена при неработающих котлах.

При установке жалюзийных решеток для притока воздуха в котельную площадь приточных отверстий определяется из условия обеспечения наибольшей из двух нижеследующих величин:

количества приточного воздуха, обеспечивающего трехкратный воздухообмен при неработающих котлах — скорость воздуха в живом сечении решетки не более 1 *м/сек*;

количества приточного воздуха, обеспечивающего нормальное сжигание газа в котлах — скорость воздуха в живом сечении решетки в пределах 2—3 *м/сек*.

При определении количества приточного воздуха следует учитывать инфильтрацию здания.

При оборудовании котельной искусственной вентиляцией вытяжные вентиляторы по действующим правилам должны быть во взрывобезопасном исполнении. Электромоторы к вытяжным вентиляторам, расположенным внутри котельной, также должны быть во взрывобезопасном исполнении, а пусковая аппаратура к ним должна располагаться вне помещения котельной. При расположении электромоторов к вытяжным вентиляторам вне помещения котельной они применяются в нормальном исполнении.

Вентиляция цехов коммунальных и промышленных предприятий, в которых используется газовое топливо, должна соответствовать требованиям «Строительных норм и правил» (часть II) и в случае ее отсутствия должна выполняться независимо от газоснабжения цеха. Дополнительных требований к вентиляции цехов при переводе их на газовое топливо, как правило, не предъявляется.

В помещениях котельных и цехов, потребляющих газовое топливо, электромоторы для привода любого оборудования могут быть в нормальном исполнении.

Дымососы, служащие для удаления продуктов сгорания от агрегатов, работающих на газовом топливе, при возможности вентилирования топки и газоходов без их включения (наличие обводов или дутьевых вентиляторов) применяются в обычном исполнении. При отсутствии такой возможности — во взрывобезопасном исполнении.

Электроосвещение газоснабжаемых цехов и постоянно работающих котельных электростанций и промышленных предприятий осуществляется в обычном исполнении.

Электроосвещение периодически работающих отопительных котельных осуществляется в нормальном исполнении, но выключатели всех или одной дежурной лампочки, включаемой при входе в помещение, выносятся наружу.

В некоторых случаях, особенно при расположении периодически работающих котельных под жилыми и другими помещениями предусматривается установка освещения типа кососвет или одной взрывобезопасной лампы (типа ВЗГ-200) с взрывобезопасной проводкой к ней и выносом выключателя из газоснабжаемого помещения.

В инструкциях для персонала указывается, что при входе в котельную после перерыва в ее работе сначала включается освещение снаружи, устанавливается отсутствие в помещении газа и только после этого включается общее освещение и электромоторы.

При наличии в периодически работающих котельных не относящихся к ним электрических выключателей, щитков, электродвигателей в обычном исполнении и другого искрящего оборудования, их необходимо до включения газа выносить в другие помещения.

Газоснабжаемые котлы и печи, присоединяемые к дымоходам, необходимо обеспечивать естественной вентиляцией, предотвращающей в период их остановки скопление опасных количеств газа в топках, газоходах и боровах.

Для этой цели в каждом шибере, служащем для регулирования тяги, должны вырезаться отверстия диаметром не менее 100 *мм.* В тех случаях, когда вырезка отверстий для вентиляции недопустима по причине значительного снижения к. п. д. и производительности агрегата в инструкциях по пуску и остановке должно предусматриваться частичное или полное открытие шибера при каждой остановке и проверка этого открытия вторым ответственным лицом.

С целью предотвращения значительного разрушающего действия взрыва газоснабжаемых установок необходимо предусматривать во всех случаях, где это возможно, устройство предохранительных клапанов, которые при возникновении взрыва разрываются или открываются наружу, давая выход образовавшимся газам.

В качестве таких предохранительных клапанов могут использоваться как легко открывающиеся при возникновении давления газов лючки и дверцы, так и легко разрушающиеся при взрыве асбестовые мембраны.

Толщину асбестовых мембран следует принимать равной $2 \div 4$ *мм* в зависимости от размера, а диаметр не менее 200 *мм.* Для предотвращения случайных повреждений непрочных асбестовых мембран их укладывают на металлической сетке с размерами ячеек 20—40 *мм.* Сетка должна располагаться под мембраной со стороны действия взрыва. Защита асбе-

стовых мембран может производиться также с помощью выполненных из тонкостенного металла легко открывающихся при взрыве клапанов.

Суммарная площадь открывающихся при взрыве лючков, дверец и разрушающихся мембран рассчитывается, исходя из нормы 200 ÷ ÷ 250 *см*² на 1 *м*³ объема топки, газоходов и боровов.

Установку открывающихся при взрыве лючков и разрушающихся мембран следует производить пропорционально объемам топок, газоходов и боровов, а также в местах наиболее вероятного скопления газов (опуски, тупики, повороты).

Размещение лючков и мембран должно выполняться таким образом, чтобы при взрыве выпуск газов, по возможности, не направлялся на места обычного нахождения обслуживающего персонала.

На крупных энергетических котлах установка лючков, дверец и мебран, исходя из приведенной выше нормы, неосуществима по причине больших объемов топок, газоходов и боровов.

Поэтому на таких котлах устанавливаются взрывные клапаны, исходя из следующих норм котлонадзора (Госгортехнадзора): в топках котлов производительностью до 60 *т* пара или воды в час — 0,2 *м*², а в топках котлов большей производительности — общей площадью 0,3 *м*². Кроме того, на каждом газоходе (канале для отходящих газов, расположенном в пределах обмуровки котла) устанавливается не менее двух клапанов с минимальной общей площадью 0,4 *м*².

Общая площадь клапанов на дымоходе от котла до дымовой трубы (дымохода) должна быть не менее 0,5 *м*².

Так как такая площадь предохранительных взрывных клапанов не гарантирует предотвращения значительных разрушений кладки при взрыве газовоздушных смесей, необходим высококвалифицированный и тщательный надзор за растопкой котлов, надежно предотвращающий от скопления горючих газов в топках, газоходах и боровах.

Для этой цели растопка котлов должна поручаться только опытному персоналу под наблюдением ответственного лица. Перед каждой растопкой рекомендуется производить проверку герметичности последних по ходу газа запорных органов, тщательно вентилировать топку и газоходы котлов и при наличии сомнений делать анализы воздушной среды в топках и боровах.

При присоединении к одной дымовой трубе нескольких котлов растопку любого котла следует производить только после убеждения в герметичности запорных органов на всех котлах и отсутствии в их топках и газоходах горючих газов.

Предохранительные взрывные клапаны не устанавливаются в среднетемпературных и высокотемпературных печах металлообрабатывающей и машиностроительной промышленности, в стекловаренных, кирпичных и других аналогичных печах. Растопка таких печей на газе должна производиться после убеждения в отсутствии газа в камерах печей и, по возможности, при открытых дверцах для загрузки и выгрузки изделий

Глава двенадцатая

РАСЧЕТЫ ГАЗОПРОВОДОВ

1. Общая формула для расчета газопроводов

Газ движется по трубопроводам от участков с более высоким давлением к участкам с более низким давлением, вследствие перехода потенциальной энергии в кинетическую.

Перемещение газа связано с потерей механической энергии (давления) на преодоление всех встречающихся на его пути сопротивлений.

При проектировании трубопроводов для транспорта газа выбор размеров труб производится на основании их гидравлического расчета, имеющего целью:

а) определение диаметров труб для пропуска необходимого количества газа при располагаемых и допустимых для данных конкретных условий потерях механической энергии (перепадах давлений) или, наоборот, определение перепадов давлений при транспорте необходимого количества газа по трубам заданных размеров;

б) обеспечение при разветвленной газовой сети необходимого распределения газа по отдельным ее участкам путем подбора таких размеров труб, при которых уравновешивание располагаемых и допустимых перепадов давлений силами сопротивлений движению достигается только при перемещении по каждому участку сети необходимых для него количеств газа.

Сопротивления движению газа в трубопроводах слагаются из сопротивлений трения и местных сопротивлений.

Сопротивления трения имеют место на всей протяженности трубопроводов и носят название линейных сопротивлений.

Местные сопротивления создаются только в пунктах изменения скоростей и направлений движения газа.

В прямолинейных газопроводах величины линейных сопротивлений определяются формулой Дарси, являющейся основной формулой гидравлики, на которой базируются определения потерь давлений при движении среды в цилиндрических трубопроводах.

$$H = \lambda \frac{l}{D} \gamma \frac{W^2}{2g}, \tag{12.1}$$

где H — потеря давления, *кГ/м*^{2} (*мм* вод. ст.);

l — длина газопровода, *м*;

D — внутренний диаметр газопровода, *м*;

W — средняя скорость движения газа, *м/сек*;

γ — удельный вес газа, *кГ/м*^{3};

g — ускорение силы тяжести = 9,81 *м/сек*^{2};

λ — коэффициент трения, безразмерная величина.

Значение коэффициента трения λ зависит в общем случае от физических свойств транспортируемого газа (вязкости) и условий его движения, а также от состояния внутренней поверхности трубопровода и его материала.

Оба первых фактора характеризуются критерием Рейнольдса, который определяет режим движения среды

$$\mathrm{Re} = \frac{WD}{\nu} = \frac{WD\gamma}{\eta \cdot g}, \tag{12.2}$$

где ν — кинематическая вязкость газа, *м²/сек*;

η — динамическая вязкость, *кГ·сек/м²*.

По современным данным гидравлики при малых значениях критерия Райнольдса, находящихся в пределах $\mathrm{Re} \leqslant 2320$, движение жидкой среды в трубах происходит при ламинарном режиме, а при $\mathrm{Re} > 2320$ при турбулентном режиме.

При этом турбулентный режим движения в шероховатых трубах характеризуется тремя отличными друг от друга закономерностями изменения коэффициентов трения, соответствующими различным стадиям развития турбулентного режима.

Первый вид закономерности соответствует начальной стадии турбулизации, имеющей место только в центральной части потока и не затрагивающей его наружных слоев, соприкасающихся с внутренней поверхностью трубопровода.

При этом режиме движения величина коэффициента трения почти не зависит от материала и состояния внутренних стенок труб, так как выступы труб (их шероховатость) погружены в тонкий наружный слой, движущийся ламинарно.

Так как этот слой является как бы гладкой стенкой для всего остального потока, то величина коэффициента трения для такого движения является функцией только критерия Рейнольдса.

Область движения при этом режиме носит название области гидравлической гладкости труб.

Второй вид закономерности изменения коэффициента трения соответствует высокоразвитой турбулентности потока, при которой толщина пограничного слоя у стенок труб настолько уменьшается, что не покрывает шероховатостей на внутренней поверхности трубопроводов. Коэффициент трения при этом почти не зависит от физических свойств газа, определяемых критерием Рейнольдса, и является только функцией относительной гладкости труб $\left(\frac{r}{K}\right)$, где r — радиус труб, а K — средняя высота выступов шероховатости на внутренней поверхности стенок труб в радиальном направлении. Этой области режима движения присвоено название области гидравлической шероховатости.

Третий вид закономерности изменения коэффициента трения является промежуточным между первым и вторым видами и соответствует начальной стадии выхода выступов шероховатости из пограничного слоя, в которой коэффициент трения является функцией как критерия Рейнольдса, так и относительной гладкости труб.

При транспортировании газов по трубам необходимо, кроме изложенного, учитывать величины давлений и перепадов давлений, под которыми находится газ, обусловливающими характер его движения при постоянном объеме или с увеличением его.

В газопроводах низкого давления объем и скорость транспортируемого газа остаются почти постоянными, так как изменение абсолютного давления газа в начальной и конечной точках трубопровода незначительно (обычно до 100 *мм* вод. ст.).

В газопроводах среднего давления, где перепад давления измеряется тысячами миллиметров водяного столба, и тем более в газопроводах высокого давления с потерями давления, достигающими нескольких атмосфер, движение газа происходит с изотермическим * изменением (увеличением) объема и скорости потока.

Оба случая движения существенно отличаются друг от друга и обуславливают необходимость применения различных расчетных формул.

2. Формулы для расчета газопроводов низкого давления

В городских газопроводах низкого давления наиболее часто имеет место турбулентный режим движения, относящийся к области гидравлической гладкости труб, за исключением отдельных участков газопроводов, где движение газа осуществляется в условиях ламинарного режима и области гидравлической шероховатости.

Для ламинарного режима величина коэффициента трения зависит от критерия Рейнольдса и определяется по формуле Хагена — Пуазейля.

$$\lambda_{\text{лам}} = \frac{64}{\text{Re}}. \qquad (12.3)$$

После подстановки указанного значения $\lambda_{\text{лам}}$ в формулу 12.1 получим:

$$H_{\text{лам}} = 32\,\frac{W}{gD^2} \cdot l\,\nu\gamma. \qquad (12.4)$$

Выражая скорость газа через его объем согласно равенству

$$W = \frac{V}{3600D^2 \cdot 0{,}785} \qquad (12.5)$$

и заменяя $D_м$ на $d_{см}$, получаем общую формулу для расчета газопроводов в условиях ламинарного режима движения

$$H_{\text{лам}} = 115\,400\,\frac{V}{d^4}\,l\,\nu\gamma \ \ кГ/м^2, \qquad (12.6)$$

где $H_{\text{лам}}$ — потеря давления, *кГ/м²*;
V — объем газа, *м³/час*;
d — диаметр газопровода, *см*;
l — длина газопровода, *м*;
ν — кинематическая вязкость газа, *м²/сек*;
γ — удельный вес газа, *кГ/м³*.

Для турбулентного режима движения, соответствующего области гидравлической гладкости труб, коэффициент трения определяется следующей общей зависимостью

$$\lambda_{\text{гл}} = a + \frac{b}{\text{Re}^c}.$$

* Движение газа в подземных трубопроводах является изотермическим, так как температура газа во время движения остается практически постоянной и равной температуре грунта, за исключением некоторого начального участка трубопровода, на котором происходит выравнивание температур.

Константы a, b и c, установленные различными исследователями, приведены в табл. 12.1.

Таблица 12.1

Значения констант в зависимости от величины Re

Исследователи	Область Re до	Величина констант		
		a	b	c
Блазиус, 1913	100 000	0,0	0,3164	0,25
Германн, 1930	1 900 000	0,0054	0,3968	0,30
Никурадзе, 1932	3 240 000	0 0032	0,221	0,237
Рихтер, 1932	1 140 000	0,0070	0,596	0,35
Гаррис, 1949	2 500 000	0 0061	0,55	1/3
Брадке	100 000	0,0	0,354	0,25

В практике движения газа по газопроводам низкого давления величина Re обычно не превышает 100 000, почему константы Блазиуса приводят к наиболее надежным результатам *.

Значения коэффициента трения при этом определяются формулой

$$\lambda_{\text{гл}} = \frac{0{,}3164}{\text{Re}^{0{,}25}} = \frac{0{,}3164 \cdot \nu^{0{,}25}}{(WD)^{0{,}25}} \qquad (12.7)$$

или, заменяя значения скорости W расходом газа V по условию 12.5 и переводя размерности диаметра из метров в сантиметры

$$\lambda_{\text{гл}} = 0{,}7293 \left(\frac{d}{V}\right)^{0{,}25} \nu^{0{,}25}. \qquad (12.8)$$

Подставляя последнее значение $\lambda_{\text{гл}}$ в формулу 12.1 и заменяя в ней скорость расходом газа, а также переводя размерность диаметра из метров в сантиметры, получаем формулу общего вида для расчета городских газопроводов низкого давления в области гидравлической гладкости труб.

$$H_{\text{гл}} = 46{,}72\, l \frac{V^{1{,}75}}{d^{4{,}75}} \nu^{0{,}25} \gamma. \qquad (12.9)$$

Граничное значение между ламинарными и турбулентными режимами движения при условии $\lambda_{\text{лам}} = \lambda_{\text{гл}}$

$$\frac{64}{\text{Re}} = \frac{0{,}3164}{\text{Re}^{0{,}25}}; \quad \text{Re}_{\text{гр}} = 1185. \qquad (12.10)$$

Для турбулентного режима движения, соответствующего области гидравлической шероховатости, коэффициент трения определяется формулой Никурадзе

$$\lambda_{\text{шер}} = \frac{1}{\left(2\lg\frac{r}{K} + 1{,}74\right)^2} \qquad (12.11)$$

---

* Величины констант Брадке могут рекомендоваться при недостаточно очищенных газах, корродирующих и засоряющих газопроводы.

при K для стальных труб = 0,1 *мм*

$$\lambda_{шер} = \frac{1}{\left(2\lg\frac{d}{0{,}02} + 1{,}74\right)^2}. \qquad (12.12)$$

После подстановки $\lambda_{шер}$ в формулу 12.1, замены в ней скорости расходом газа и выражения величины диаметра в сантиметрах получаем общую формулу для расчета газопроводов низкого давления в области гидравлической шероховатости.

$$H = 64l\frac{V^2\gamma}{d^5\left(2\lg\frac{d}{0{,}02} + 1{,}74\right)^2}. \qquad (12.13)$$

Условные обозначения величин в формулах 12.8, 12.9, 12.12 и 12.13 те же, что в формуле 12.6.

Аналогично изложенному выше, граница областей применимости формул для $\lambda_{гл}$ и $\lambda_{шер}$ при $\lambda_{гл} = \lambda_{шер}$ определяется уравнением

$$Re_{гр} = 18{,}6\frac{r}{K}\left(1{,}74 + 2\lg\frac{r}{K}\right) = 18{,}6\frac{d}{0{,}02} \times$$
$$\times\left(1{,}74 + 2\lg\frac{d}{0{,}02}\right). \qquad (12.14)$$

Кинематические вязкости и удельные веса газов при отсутствии опытных данных определяются по их составу. Приближенные значения этих величин для распространенных газов приведены в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Кинематическая вязкость и удельный вес распространенных газов

Наименование газов	Удельный вес (при $t = 0°$ С и $P = 760$ *мм* рт. ст.) γ, *кГ/нм³*	Кинематическая вязкость (при $t = 0°$ С и $P = 760$ *мм* рт. ст.) $\nu \cdot 10^6$ *м²/сек*	$\nu^{0,25}$
Природный газ газовых месторождений	0,73—0,8	15,0—14,0	0,062—0,0615
Природный газ газонефтяных месторождений	1,00—1,40	12,5—8,5	0,06—0,054
Газ газосланцевых заводов	0,79—0,98	16,5—16,0	0,0638—0,0633
Коксовый газ	0,45—0,5	26,0—24,0	0,0715—0,070
Технический пропан	1,98—2,0	4,05—4,00	0,0447—0,0446
Технический бутан	2,58—2,60	2,85—2,80	0,0411—0,0407
50%-ная смесь технического пропана и технического бутана	2,25—2,28	3,45—3,40	0,043—0,0425

Кроме приведенных формул для расчета газопроводов низкого давления в ряде стран применяются и другие, составленные на основании эмпирических данных.

Наибольшее распространение из них получила формула Поле, имеющая вид

$$V = \eta \sqrt{\frac{Hd^5}{Sl}} \qquad (12.15)$$

или

$$H = \frac{V^2 S l}{\eta^2 d^5},$$

где V — объем газа, *м³/час*;
H — потеря давления, *мм* вод. ст.;
l — длина газопровода, *м*;
S — удельный вес газа (воздух = 1);
η — корректировочный коэффициент, численные значения которого приведены в табл. 12.3.

Таблица 12.3

Значения коэффициента η в зависимости от внутреннего диаметра труб

Внутренний диаметр трубы, *мм*	13—19	25	32	38	50	63	75	100	125	150 и выше
Значения η . .	0,46	0,47	0,48	0,49	0,52	0,55	0,57	0,59	0,63	0,7
Значения $\frac{1}{\eta^2}$ . .	4,75	4,54	4,35	4,17	3,7	3,31	3,08	2,88	2,52	2,04

Эта формула, применяемая до сих пор в ряде проектных организаций, имеет тот основной недостаток, что не учитывает зависимости коэффициента трения от кинематической вязкости газа.

Переменные значения η (в основной формуле Поле значение η принималось постоянным для всех диаметров труб, равным 0,707) исправляют конечные результаты, полученные по этой формуле, только в некоторой мере.

3. Формулы для расчета газопроводов среднего и высокого давлений

Так как движение газа в газопроводах среднего и высокого давления происходит с увеличением объема и, следовательно, все физические параметры газа (γ, W, V) являются величинами переменными, то для вывода расчетной формулы основная формула гидравлики рассматривается в дифференциальной форме.

Для бесконечно малого элемента длины газопровода потеря давления равна:

$$dP = \lambda \frac{dl}{D} \cdot \frac{W^2}{2g} \gamma. \qquad (12.16)$$

При движении газа с увеличением объема имеет место изотермическое расширение, т. е.

$$W \cdot \gamma = W_0 \gamma_0 \qquad (12.17)$$

или

$$W = W_0 \frac{P_0 T}{T_0 P}. \qquad (12.18)$$

Подставив последние выражения в формулу (12.16), получаем:

$$dP = \lambda \frac{dl}{D} \frac{\gamma_0 W_0^2 P_0 \cdot T}{2gT_0 P}; \quad PdP = \lambda \frac{W_0^2 \gamma_0 P_0 T}{D 2g T_0} dl.$$

Интегрируя последнее выражение от $P_н$ до $P_к$ получаем:

$$\int PdP = \lambda \frac{W_0^2 \gamma_0 P_0 T}{D\, 2gT_0} \int dl$$

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{2} = \lambda \frac{l}{D} \frac{W_0^2 \gamma_0}{2g} \frac{P_0 T}{T_0}.$$

Заменяя скорость W расходом газа V и выражая длину газопровода в километрах L, диаметр в сантиметрах d и давление в абсолютных атмосферах P, получаем формулу общего вида для расчета городских газопроводов высокого и среднего давлений

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = 13{,}19\,\lambda \frac{V_0^2}{d^5} \gamma_0 \frac{T}{T_0}, \tag{12.19}$$

где $P_н$ — давление газа в начале газопровода, *ата*;
$P_к$ — давление газа в конце газопровода, *ата*;
L — длина газопровода, *км*;
d — внутренний диаметр газопровода, *см*;
λ — коэффициент трения;
V_0 — объем газа, *нм³/час*;
γ_0 — удельный вес газа, *кГ/нм³*;
T — абсолютная температура газа, °K;
T_0 — абсолютная температура = 273 град.

Для расчета газопроводов температура газа может приниматься в среднем равной 0° C, так как максимальные расчетные расходы газа относятся к зимнему времени, когда температура грунта в зоне прокладки газопроводов близка к нулевой температуре.

По этим соображениям формула 12.19 для газопроводов, прокладываемых в грунте, может быть упрощена.

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = 13{,}19\,\lambda \frac{V_0^2}{d^5} \gamma_0. \tag{12.20}$$

Коэффициент сопротивления λ при движении в области гидравлической шероховатости труб принимается по формуле Никурадзе 12.12 или по упрощенной формуле Шифринсона:

$$\lambda_{шер} = \frac{0{,}093}{\left(\frac{r}{K}\right)^{0{,}25}} = \frac{0{,}03497}{d^{0{,}25}}. \tag{12.21}$$

Коэффициент сопротивления λ при движении в области гидравлической гладкости труб принимается по формуле 12.7.

При подстановке коэффициентов λ в формулу 12.20 получаем:
для движения в области гидравлической шероховатости

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = 0{,}46 \frac{V_0^2}{d^{5{,}25}} \gamma_0; \tag{12.22}$$

для движения в области гидравлической гладкости

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = 9{,}65\, \frac{V_0^{1{,}75} \cdot \nu_0^{0{,}25} \cdot \gamma_0}{d^{4{,}75}}. \tag{12.23}$$

В формулах 12.22 и 12.23 обозначения те же, что и в формуле 12.19; ν_0 — кинематическая вязкость при 0° С, *м²/сек*.

Из других формул, для расчета газопроводов высокого давления наибольшее распространение получили следующие.

Формула Веймаута в метрической системе мер

$$V = 20{,}555\, d^{8/3} \sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2}{SLT}}, \qquad (12.24)$$

где V — объем газа, *м³/час*;

d — внутренний диаметр газопровода, *см*;

$P_н$ — начальное давление газа, *ата*;

$P_к$ — конечное давление газа, *ата*;

S — удельный вес газа (воздух = 1);

L — длина газопровода, *км*;

T — абсолютная температура газа, °К;

При транспорте газа под давлением более 10—15 *кГ/см²* эту формулу уточняют, вводя в нее коэффициент сжимаемости:

$$V' = 493{,}33\, d^{8/3} \sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2}{SKLT}}, \qquad (12.25)$$

где V' — объем проходящего по газопроводу газа, *м³/сутки* (при 760 *мм* рт. ст. и 20° С);

K — коэффициент сжимаемости газа, принимаемый по данным главы 2 параграф 8.

Остальные обозначения те же, что в формуле 12.24.

Формула ВНИИ Министерства нефтяной промышленности

$$V' = 602 d^{2,653} \left(\frac{P_н^2 - P_к^2}{SKLT}\right)^{0,551}, \qquad (12.26)$$

где V' — объем проходящего по газопроводу газа при $t = 20°$ С и $P =$ $= 760$ *мм* рт. ст., *м³/сутки*.

Остальные обозначения те же, что в формуле 12.24.

4. Местные сопротивления в газопроводах

Местные сопротивления в газопроводах и вызываемые ими потери давления возникают в результате изменения величин и направлений скоростей движения газа, а также в местах разделения и слияния потоков. Источниками местных сопротивлений являются: переходы с одного размера газопровода на другой, колена, отводы, тройники, кресты, а также запорная, регулирующая, измерительная и предохранительная арматура, приводящие к сжатию, расширению и изгибу потоков газа.

Величины местных потерь давления определяются формулой *

$$H_м = \varepsilon \frac{\gamma W^2}{2g}, \qquad (12.27)$$

где $H_м$ — потеря давления, *кГ/м²*;

γ — удельный вес газа, *кГ/м³*;

W — скорость движения газа, *м/сек*;

g — ускорение силы тяжести = 9,81 *м/сек²*;

ε — безразмерный коэффициент, различный для каждого вида местного сопротивления.

---

* По формуле 12.27 не могут быть определены только потери давления в объемных счетчиках, так как их сопротивления не подчиняются квадратичной зависимости.

При наличии на газопроводе нескольких источников местных сопротивлений суммарная потеря давления в них составит:

$$\sum H_м = \varepsilon_1 \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma + \varepsilon_2 \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma + \ldots \varepsilon_n \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma = \sum \varepsilon \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma, \qquad (12.28)$$

где ε_1, $\varepsilon_2 \ldots \varepsilon_n$ — коэффициенты различных местных сопротивлений.

Коэффициенты местных сопротивлений в большинстве своем не имеют разработанной системы исчисления, ввиду большого количества факторов, влияющих на величину ε, за исключением таких видов местных сопротивлений, которые возникают при слиянии и разделении потоков в тройниках и крестовинах, а также при изменении сечения трубопроводов. Числовые значения ε этих местных сопротивлений могут быть определены теоретически, в остальных случаях величины коэффициентов местных сопротивлений получены экспериментальным путем.

Ниже приводятся значения коэффициентов ε для наиболее распространенных видов местных сопротивлений.

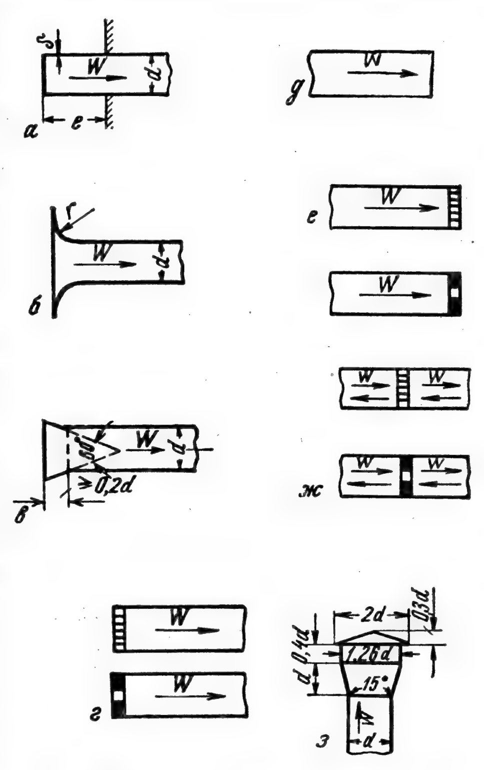


Рис. 12.1. К данным коэффициентов сопротивлений при входе в трубопроводы круглого сечения и выходе из них.

Входы в трубопровод круглого сечения и выходы из них. Коэффициент сопротивления ε для входа в трубопровод, не имеющий закруглений (рис. 12.1*а*), зависит от толщины стенки трубы δ и от расстояния l. Для тонкостенной трубы с $\delta \leqslant 0{,}004d$ при $l \geqslant 0{,}5d$ коэффициент $\varepsilon = 1{,}0$, а при $l = 0$ (конец трубы выполнен заподлицо со стенкой резервуара) коэффициент $\varepsilon = 0{,}5$. Для тонкостенных труб, применяемых для газопроводов ($\delta \geqslant 0{,}05d$), и для труб, имеющих фланцы на концах, коэффициент $\varepsilon = 0{,}5$, независимо от величины l.

Закругления при входе в трубу (рис. 12.1*б*) снижают величину ε за счет уменьшения сжатия потока внутри трубы.

При этом коэффициент трения зависит только от радиуса закругления и составляет: при $r = 0{,}1\,d$ $\varepsilon = 0{,}12$; при $r = 0{,}2\,d$ $\varepsilon = 0{,}02$.

Коэффициент сопротивления при входе в круглую трубу с коническим раструбом (рис. 12.1*в*) как при выступающих кромках, так и заподлицо со стенкой составляет $\varepsilon = 0{,}15$.

Коэффициент сопротивления при входе в трубопровод через диафрагму или решетку (рис. 12.1*г*) зависит от соотношения живого сечения

диафрагмы или решетки к живому сечению трубопровода и определяется по формуле

$$\varepsilon = \left(1{,}71\,\frac{f_2}{f_1} - 1\right)^2, \qquad (12.29)$$

где f_1 — живое сечение диафрагмы или решетки;
f_2 — живое сечение трубопровода.

Коэффициент сопротивления при выходе из трубопровода (рис. 12.1*д*) $\varepsilon = 1{,}0$.

Коэффициент сопротивления при выходе из трубопровода через диафрагму или решетку (рис. 12.1*е*) зависит от отношения их живых сечений к площади трубопровода и определяется по формуле

$$\varepsilon = \left(\frac{f_2}{f_1} + 0{,}71\,\frac{f_2}{f_1}\sqrt{1 - \frac{f_1}{f_2}}\right)^2, \qquad (12.30)$$

где f_1 — живое сечение диафрагмы или решетки;
f_2 — живое сечение трубопровода.

Коэффициент сопротивления диафрагмы или решетки, расположенных внутри трубопровода (12.1 *ж*), подсчитывается по формуле

$$\varepsilon = \left(\frac{f_2}{f_1} - 1 + 0{,}71\,\frac{f_2}{f_1}\sqrt{1 - \frac{f_1}{f_2}}\right)^2, \qquad (12.31)$$

где f_1 — живое сечение диафрагмы или решетки;
f_2 — живое сечение трубопровода.

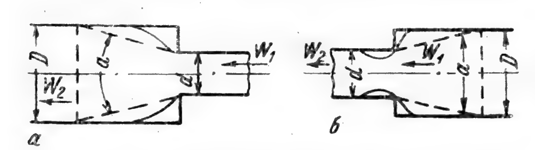


Рис. 12.2. К таблицам коэффициентов сопротивлений ε при внезапном и плавном расширении (*а*) и сужении (*б*) потоков.

Коэффициент сопротивления при выходе потока газа из трубопровода под колпак формы, приведенный на рис. 12.1*з* составляет $\varepsilon \approx 0{,}65$.

Внезапное и плавное расширение потока. При внезапном или плавном увеличении размеров поперечного сечения трубопровода (рис. 12.2*а*), сопровождающемся уменьшением скорости потока и снижением его кинетической энергии, часть последней преобразуется в энергию давления, а вторая часть расходуется на создание энергии вихреобразований и обратных потоков.

Величина возникающих при этом потерь давления определяется формулой

$$H_{\text{м}} = m\,\frac{\gamma}{2g}\,(W_1 - W_2)^2 = m\left[1 - \left(\frac{d}{D}\right)^2\right]^2 \frac{\gamma W_1^2}{2g}, \qquad (12.32)$$

где

$$m\left[1 - \left(\frac{d}{D}\right)^2\right]^2 = \varepsilon;$$

$W_1 = W$ — средняя скорость до места потерь, *м/сек*;
d и D — диаметры трубопроводов, меньшего и большего.

Значения величины m приведены в табл. 12.4. Для внезапного расширения потока ($\alpha = 180°$) величина $m \approx 1{,}0$.

Таблица 12.4

Значения коэффициентов потерь m

α	2,5°	5°	7,5°	10°	15°	20°
m	0,18	0,13	0,14	0,16	0,27	0,43
α	25°	30°	40°	60°	90°	180°
m	0,62	0,81	1,03	1,21	1,12	1,0

При заданном отношении $\frac{d}{D}$ снижение потерь в коническом диффузоре по сравнению с внезапным расширением наступает только при $\alpha < 40°$.

Наименьший коэффициент потерь m имеют диффузоры с углом конусности $\alpha = 5 \div 6°$, а наибольший с углом $50 \div 90°$.

Приближенные величины коэффициентов сопротивления ε для внезапного и плавного расширения потока в зависимости от отношения $\frac{d}{D}$ приведены в табл. 12.5 и 12.6.

Таблица 12.5

Значения коэффициентов местных сопротивлений ε при внезапном расширении потока

$\frac{d}{D}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
ε	0,97	0,92	0,83	0,70	0,56	0,41	0,26	0,13	0,04	0,0

Таблица 12.6

Значения коэффициентов местных сопротивлений ε при плавном расширении потока

$\frac{d}{D}$ \ $\angle\alpha$	2,5°	5 ÷ 7,5°	10°	15°	20°	25°	30°	40°	60°	90°	180°
0,1	0,17	0,13	0,15	0,26	0,42	0,6	0,8	1,0	1,2	1,1	0,97
0,2	0,16	0,12	0,14	0,25	0,40	0,57	0,74	0,95	1,1	1,0	0,92
0,3	0,15	0,11	0,13	0,22	0,35	0,51	0,67	0,85	1 0	0,93	0,83
0,4	0,13	0,09	0,11	0,19	0,30	0,43	0,57	0,72	0,85	0,78	0,70
0,5	0,10	0,07	0,09	0,15	0,24	0,35	0,45	0,58	0,68	0,63	0,56
0,6	0,07	0,05	0,06	0,11	0,18	0,25	0,33	0,42	0,50	0,46	0,41
0,7	0,05	0,03	0,04	0,07	0,11	0,16	0,21	0,27	0,31	0,29	0,26
0,8	0,023	0,017	0,02	0,035	0,056	0,08	0,11	0,13	0,16	0,14	0,13

Внезапное и плавное сужение потока. Потери давления при уменьшении сечений трубопроводов вызываются сужением струи и образованием вихрей при входе потока газа из трубопровода большего размера в меньший (рис. 12.2*б*).

Значения величин ε в зависимости от отношения $\frac{d}{D}$ для случая внезапного сужения потока приведены в табл. 12.7.

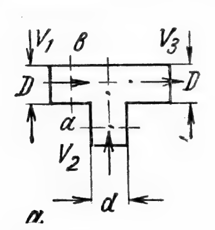
Таблица 12.7

Значения коэффициентов местных сопротивлений ε при внезапном сужении потока

$\frac{d}{D}$	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
ε	0,5	0,47	0,44	0,4	0,35	0,3	0,21	0,12	0

При плавном сужении потока значения ε в зависимости от угла α могут приниматься: при $\alpha \leqslant 20°$ величина $\varepsilon = 0{,}05$; при $\alpha \geqslant 20$ до 45° величина $\varepsilon = 0{,}1$; при $\alpha > 45$ величина ε принимается по табл. 12.7.

Разделение и слияние потоков. Разделение и слияние потоков осуществляется с помощью тройников и крестов.



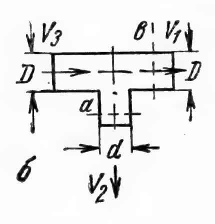


Рис. 12.3. К таблицам коэффициентов сопротивлений ε в тройниках при слиянии (*а*) и разделении (*б*) потоков.

Величина возникающих при этом потерь давления, обуславливаемая изменением направления потока газа и его скорости, зависит главным образом от направления потоков, их слияния или разделения и вычисляется для каждого ответвления в отдельности.

Значения коэффициентов ε для тройников при слиянии потоков (рис. 12.3*а*) приведены в табл. 12.8, а при разделении потоков (рис. 12.3*б*) в табл. 12.9.

Изменение направления потока осуществляется с помощью тройников, колен и угольников. Значения коэффициентов сопротивлений ε для сварных отводов (рис. 12.4*а*) с разной величиной угла и радиуса приведены в табл. 12.10. Значения коэффициентов ε для гнутых отводов (рис. 12.4*б*) в табл. 12.11, а для литых и гнутых угольников (рис. 12.4 *в*) в табл. 12.12.

Рис. 12.4. К таблицам коэффициентов сопротивлений ε при изменении направлений потока газа:

а — сварные отводы; *б* — гнутые отводы; *в* — литые и гнутые угольники.

Коэффициенты сопротивления запорной и другой арматуры. Потери давления газа при протекании его через арматуру вызываются создаваемыми ею сопротивлениями сжатия, расширения и изгиба потоков. Коэффициенты сопротивления арматуры зависят от ее конструкции и размера.

Наименьшим гидравлическим сопротивлением из запорной арматуры обладают задвижки и наибольшим — обыкновенные вентили.

Ниже приводятся экспериментальные значения коэффициентов сопротивления ε для арматуры, получившей наибольшее распространение на газопроводах различных назначений.

Коэффициенты сопротивления задвижек зависят от степени открытия диска, конструктивных форм затвора и его размеров. При полностью

Таблица 12.8

Значения коэффициентов сопротивления ε в тройниках с углом 90° при слиянии потоков

ε — коэффициент потери на проход (относится к участку сечения *в*)

d/D \ V_1/V_3	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95
0,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,18	0,40	0,84
0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	0,60	0,62	0,68	—
0,5	—	—	—	—	—	—	1,25	1,11	0,95	0,75	0,60	—
0,6	—	—	—	—	—	1,70	1,35	1,08	0,83	0,58	—	—
0,7	—	—	—	2,22	1,82	1,40	1,13	0,88	0,53	—	—	—
0,8	—	—	2,38	1,78	1,44	1,10	0,83	0,58	—	—	—	—
0,9	0,30	2,37	1,84	1,44	1,07	0,80	0,56	—	—	—	—	—
1,0	2,65	1,87	1,40	1,04	0,79	0,57	—	—	—	—	—	—

ε — коэффициент потери в ответвлении (относится к участку сечения *а*)

d/D \ V_2/V_3	0,05	0,06	0,07	0,08	0,1	0,12	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
0,3	−3,9	−2,72	−1,8	−0,81	−0,04	−0,43	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,4	—	—	—	−2,0	−1,06	−0,36	+0,14	+0,65	—	—	—	—	—	—	—	—
0,5	—	—	—	—	—	−0,63	0	+0,40	0,67	0,85	—	—	—	—	—	—
0,6	—	—	—	—	—	—	−0,2	+0,40	0,66	0,79	0,87	0,96	—	—	—	—
0,7	—	—	—	—	—	—	—	−0,15	+0,49	0,85	0,96	1,00	1,00	—	—	—
0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	−0,2	+0,47	0,91	1,05	1,10	1,10	—	—
0,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	−0,11	+0,45	0,93	1,14	1,20	1,20	—
1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+0,03	0,50	0,94	1,19	1,27	1,27

Таблица 12.9

Значения коэффициентов сопротивления ε в тройниках с углом 90° при разделении потоков

ε — коэффициент потери на проход (относится к участку сечения *b*)

V_1/V_3 / d/D	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
< 0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,7	—	—	—	—	0,24	0,1	0,02	—0,01	—0,03	—0,05
0,8	—	—	—	0,3	0,14	0,01	—0,07	—0,1	—0,12	—
0,9	—	—	0,35	0,12	0	—0,06	—0,13	—	—	—
1,0	0,8	0,48	0,14	0	—0,12	—0,155	—0,2	—	—	—

ε — коэффициент потери в ответвления (относится к участку сечения *a*)

V_2/V_3 / d/D	0,07	0,08	0,1	0,12	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
0,35	3,04	2,35	1,75	1,48	1,19	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—
0,4	—	3,85	2,6	1,92	1,56	1,14	—	—	—	—	—	—	—	—
0,5	—	—	—	4,11	2,85	1,9	1,49	1,18	—	—	—	—	—	—
0,6	—	—	—	—	5,0	3,3	2,3	1,8	1,51	—	—	—	—	—
0,7	—	—	—	—	—	5,4	3,65	2,83	2,23	1,83	1,58	—	—	—
0,8	—	—	—	—	—	—	6,1	4,55	3,36	2,70	2,31	1,97	—	—
0,9	—	—	—	—	—	—	—	6,46	5,11	3,88	3,16	2,78	2,31	1,87
1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	6,70	5,50	4,26	3,60	3,15	2,60

Таблица 12.10

Значения коэффициентов сопротивлений ε для сварных отводов разных типов

ε — для сварных отводов *I* типа

Условный проход, *мм*	30°	45°	60°	90°
100	0,26	0,28	0,36	0,43
125	0,28	0,29	0,37	0,46
150	0,28	0,30	0,38	0,47
200	0,29	0,32	0,40	0,49
250—300	0,31	0,33	0,41	0,51
350—400	0,32	0,35	0,43	0,53
450—500	0,32	0,36	0,44	0,54

ε — для сварных отводов типов *II*, *III* и *IV*

∟ α°	*II*	*III*	*IV*
30°	0,25	0,23	0,19
45°	0,28	0,23	0,23
60°	0,36	0,29	0,25
90°	0,43	0,34	0,30

Примечание: I тип $R = D_y + 50$; II тип $R = 1{,}5\ D_y$; III тип $R = 2D_y$; IV тип $R = 3\ D_y$.

Таблица 12.11

Значения коэффициентов сопротивлений ε для гнутых отводов

∟ α° \ R/d	1,0	2,0	3,0	4,0	6,0	Резкий поворот
30°	0,10	0,06	0,05	0,05	0,04	0,60
45°	0,13	0,08	0,07	0,06	0,05	0,78
60°	0,16	0,10	0,08	0,07	0,06	0,96
90°	0,20	0,12	0,10	0,085	0,075	1,20
120°	0,24	0,144	0,12	0,102	0,09	—
150°	0,26	0,156	0,13	0,11	0,098	—
180°	0,28	0,168	0,14	0,12	0,105	—

Таблица 12.12

Значения коэффициентов сопротивлений ε для литых и гнутых угольников

Условный проход, дюймы	ε	Условный проход, дюймы	ε	Условный проход, дюймы	ε
1/2	0,28	1 1/4	0,39	2 1/2	0,47
3/4	0,32	1 1/2	0,40	3	0,47
1	0,36	2	0,44	4	0,50

поднятом диске $\left(\frac{H}{D}=1\right)$ коэффициент ε в равнопроходных задвижках несколько больше 0, вследствие потерь в выемке корпуса для диска задвижки.

При суженном проходе коэффициент ε значительно возрастает.

Величины коэффициентов ε равнопроходных задвижек разных размеров приведены в табл. 12.13, а коэффициенты ε открытых задвижек в зависимости от степени сужения прохода в табл. 12.14.

Таблица 12.13

Значения коэффициентов ε равнопроходных задвижек в зависимости от степени открытия (H/D)

Диаметр D	Степень открытия D/H					
	1	3/4	1/2	3/8	1/4	1/8
50	0,16	0,7	3,0	6,5	20	140
100	0,14	0,55	2,6	5,5	16	92
150	0,12	0,5	2,4	5,3	14	73
200	0,10	0,46	2,3	5,2	13	66
300 и более	0,07	0,42	2,2	5,1	12	56

Таблица 12.14

Коэффициенты сопротивления ε задвижек при суженном проходе в зависимости от отношения диаметра седла к условному проходу

$\frac{D_{седла}}{D_у}$	ε	$\frac{D_{седла}}{D_у}$	ε	$\frac{D_{седла}}{D_у}$	ε
0,9	0,25	0,65	1,1	0,53	3,1
0,8	0,40	0,60	1,8	0,50	4,6
0,7	0,80	0,55	2,8	—	—

Коэффициенты сопротивления пробочных кранов зависят от их размеров и соответствуют приближенно данным, приведенным в табл. 12.15.

Коэффициенты сопротивления вентилей зависят от их конструкции и условного прохода.

Для бочкообразной конструкции с перегородкой, перпендикулярной к направлению движения среды (рис. 12.5*а*), коэффициент сопротивления приведен в табл. 12.16.

Для той же конструкции, но с перегородкой, наклонной к направлению движения среды (рис. 12.5*б*) коэффициент ε несколько снижается и соответствует данным, приведенным в табл. 12.17.

Коэффициенты сопротивления вентилей удобообтекаемой формы (рис. 12.5*в*) примерно равноценны коэффициентам сопротивления вентилей типа «Косва» (рис. 12.5*г*) и приведены в табл. 12.18.

Коэффициенты сопротивления прямоточных вентилей (рис. 12.5*д*) даны в табл. 12.19.

Коэффициенты сопротивления дисковых затворов в положении полного открытия зависят от формы клапана затвора.

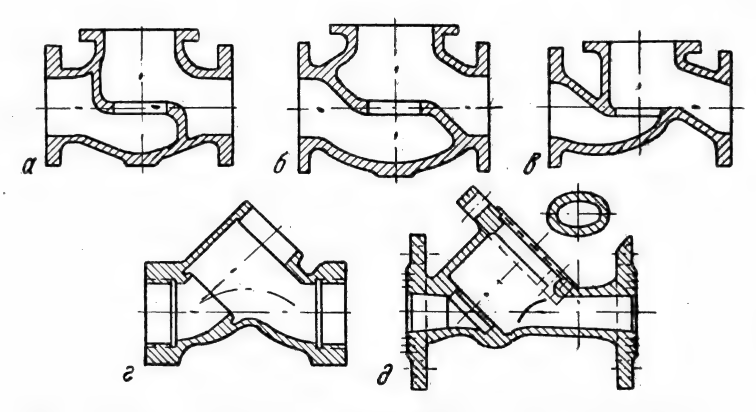


Рис. 12.5. К таблицам коэффициентов сопротивлений ε в вентилях разных типов.

Таблица 12.15

Коэффициенты сопротивления пробочных кранов

Условный проход, дюймы	1/2	3/4	1	$1^1/_4$	$1^1/_2$	2 и более
Коэффициент ε	4	2,5	2	2	1,8	1,8

Таблица 12.16

Коэффициенты сопротивления вентилей бочкообразной конструкции (рис. 12. 5а)

Условный проход, дюймы	1/2	3/4	1	$1^1/_4$	$1^1/_2$	2 и более
Коэффициент ε	11	8	7	6,5	6	6

Таблица 12.17

Коэффициенты сопротивления вентилей бочкообразной конструкции (рис. 12. 5б)

Условный проход, дюймы	1/2	3/4	1	$1^1/_4$	$1^1/_2$	2 и более
Коэффициент ε	9	7	6	6	5	5

Таблица 12.18

Коэффициенты сопротивления вентилей удобообтекаемой формы и типа «Косва»

Условный проход, дюймы	1/2	3/4	1	$1^1/_4$	$1^1/_2$	2 и более
Коэффициент ε	4	3,0	3	2,5	2,5	2

Таблица 12.19

Коэффициенты сопротивления вентилей прямоточных равнопроходных с наклонным шпинделем при диаметре прохода в седле, равном условному диаметру прохода

Условный проход, дюймы	1/2	3/4	1	$1^1/_4$	$1^1/_2$	2 и более
Коэффициент ε	3	2,5	2	1,5	1,5	1,5

Для затвора с клапаном, выполненным в форме плоского диска толщиной $\delta = 0{,}03D$ с цилиндрической втулкой диаметра d (рис. 12.6*а*), величины коэффициентов ε при полном открытии ($\angle\alpha = 0$) соответствуют данным табл. 12.20.

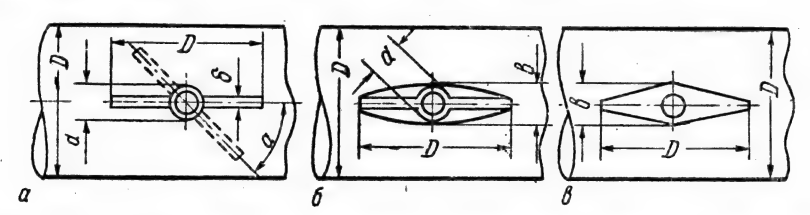


Рис. 12.6. К таблицам коэффициентов сопротивлений дисковых затворов.

Таблица 12.20

Значения коэффициентов сопротивления ε дисковых (дроссельных) затворов

d/D	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
ε	0,05	0,08	0,12	0,18	0,23	0,33	0,55	1,0

Дисковые затворы с клапанами, боковая поверхность которых очерчена по сфере (рис. 12.6*б*) при $b = d$ и полном открытии имеют коэффициенты сопротивления, приведенные в табл. 12.21.

Таблица 12.21

Коэффициенты сопротивления ε дисковых затворов с боковой сферической поверхностью

b/D	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
ε	0,03	0,05	0,07	0,11	0,19	0,33	0,6	1,0

Затворы с плоскоскошенными дисками (рис. 12.6*в*) являются весьма простыми по изготовлению и вместе с тем обладают низкими коэффициентами сопротивления, указанными в табл. 12.22.

При больших углах закрытия ($\angle\alpha \geqslant 65°$) коэффициент сопротивления почти не зависит от формы диска и может определяться по табл. 12.23.

Таблица 12.22

Коэффициенты сопротивления ε затворов с плоскоскошенными дисками

b/D	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
ε	0,03	0,04	0,06	0,1	0,15	0,22

Таблица 12.23

Средние коэффициенты сопротивления ε при больших углах закрытия затворов

Угол закрытия α	65°	70°	75°	80°	85°	90°
ε	150	330	950	3600	22600	∞

При углах закрытия, меньших 65°, каждая форма диска имеет свои коэффициенты сопротивления.

Величины коэффициентов сопротивления для затворов с плоскоскошенным диском приведены в табл. 12.24.

Таблица 12.24

Коэффициенты сопротивления ε для затворов с плоскоскошенными дисками толщиной $b = 0{,}25\ D$ при разных углах закрытия

Угол закрытия α	5°	10°	15°	20°	30°	40°	50°	60°
ε	0,19	0,36	0,62	1,07	3,05	8,22	24,0	71,5

Коэффициенты сопротивления гидравлических затворов и сборников конденсата зависят от их конструкции.

Так, гидрозатвор, показанный на рис. 6.21 имеет коэффициент сопротивления $\varepsilon = 3$, а гидрозатвор (рис. 6.22) коэффициент сопротивления $\varepsilon = 1{,}5$.

Коэффициент сопротивления сборников конденсата (рис. 6.23) составляет $\varepsilon \approx 2$, а сборников конденсата (рис. 6.24) $\varepsilon = 0{,}5$.

5. Совместный учет линейных и местных сопротивлений

Потери давления $H_м$ могут быть выражены через эквивалентную длину прямого участка трубы, гидравлическое сопротивление которого равноценно заданному местному сопротивлению, т. е.

$$H_м = \lambda \frac{l_{экв}}{D} \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma = \varepsilon \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma.$$

Отсюда:

$$l_{экв} = \frac{\varepsilon D}{\lambda}, \qquad (12.33)$$

где $l_{экв}$ — эквивалентная длина прямого участка трубы, *м*.

При подстановке значений коэффициента трения λ с заменой скорости расходом газа в *м³/час* и выражении диаметра газопровода в *см* получим:
в области ламинарного движения

$$l_{\text{экв}} = 5{,}5 \cdot 10^{-6} \frac{V}{\nu}; \tag{12.34}$$

в области гидравлической гладкости

$$l_{\text{экв}} = 0{,}0137 \frac{d^{0,75} V^{0,25}}{\nu^{0,25}}; \tag{12.35}$$

в области гидравлической шероховатости

$$l_{\text{экв}} = \frac{d}{100} \left(2 \lg \frac{d}{0{,}02} + 1{,}74\right)^2. \tag{12.36}$$

Метод учета местных потерь давления посредством «эквивалентных длин» дает возможность совместного определения суммарных потерь давления на трение и в местных сопротивлениях. В этом случае расчетная длина заданного участка газопровода слагается из физической длины l и «эквивалентной длины» $l_{\text{экв}}$ всех местных сопротивлений на расчетном участке:

$$l_{\text{расч}} = l + l_{\text{экв}}. \tag{12.37}$$

При расчете городских газопроводов всех видов давлений и назначений точный учет местных сопротивлений производится только для газопроводов небольшой протяженности и сложной конфигурации, где они оказывают значительное влияние на величину общих потерь давления. В газопроводах большой протяженности величина местных потерь во много раз меньше линейных потерь давления на трение.

Так, например, местные потери в городских газопроводах в зависимости от их конфигурации и протяженности составляют 5—8% от линейных потерь, а с учетом дополнительных сопротивлений в сварных стыках (скошенность стыков, наличие сварочного грата) 8—12%.

По этой причине при гидравлических расчетах таких газопроводов местные сопротивления обычно оцениваются в процентах или долях от потерь на трение на прямолинейных участках.

Во внутриобъектовых газопроводах местные потери давления достигают значительной величины и в некоторых случаях превышают линейные потери. Поэтому при гидравлическом расчете таких газопроводов потери давления на преодоление местных сопротивлений должны подсчитываться отдельно по формулам 12.27 или 12.28 и приведенным выше значениям коэффициентов сопротивления ε или учитываться на отдельных расчетных участках за счет соответствующего увеличения расчетных длин по формуле 12.37.

6. Таблицы и номограммы для расчета газопроводов

При расчетах газопроводов применяются таблицы или номограммы, так как вычисления по приведенным выше формулам, хотя и дают более точные результаты, но требуют больших затрат времени.

Таблицы охватывают три области движения: ламинарного (расходы газа указаны левее верхней ломаной линии), гидравлической гладкости труб (между нижней и верхней ломаными линиями) и гидравлической шероховатости труб (правее нижней ломаной линии).

Приведенные в левой части таблиц удельные потери давления в миллиметрах водяного столба на 1 пог. *м* трубопровода соответствуют не условным проходам, а внутренним диаметрам труб при наиболее распространенных толщинах стенок последних.

Расходы газа в кубических метрах в час показаны в левых вертикальных колонках, а эквивалентные длины в метрах при $\varepsilon = 1{,}0$ — в правых колонках.

Таблица 12.25 составлена для природного газа с удельным весом $\gamma = 0{,}73$ *кГ/м*³ и кинематической вязкостью $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* по следующим рабочим формулам:
для ламинарного движения

$$H = 115400 \frac{V}{d^4} l \gamma \nu = 115400 \frac{V}{d^4} \cdot 1 \cdot 0{,}73 \cdot 15 \cdot 10^{-6} =$$

$$= 1{,}27 \frac{V}{d^4} \text{ мм вод. ст. на 1 пог. м;} \qquad (12.38)$$

для области гидравлической гладкости труб

$$H = 46{,}72 \frac{V^{1,75}}{d^{4,75}} l \gamma \nu^{0,25} = 46{,}72 \frac{V^{1,75}}{d^{4,75}} 1 \cdot 0{,}73 \sqrt[4]{15 \cdot 10^{-6}} =$$

$$= 2{,}12 \frac{V^{1,75}}{d^{4,75}} \text{ мм вод. ст. на 1 пог. м;} \qquad (12.39)$$

для области гидравлической шероховатости

$$H = 64 \frac{V^2 l \gamma}{d^5 \left(2 \lg \frac{d}{0{,}02} + 1{,}74\right)^2} = 64 \frac{V^2 1 \cdot 0{,}73}{d^5 \left(2 \lg \frac{d}{0{,}02} + 1{,}74\right)^2} =$$

$$= 46{,}7 \frac{V^2}{d^5 \left(\lg \frac{d}{0{,}02} + 1{,}74\right)^2} \text{ мм вод. ст. на 1 пог. м.} \qquad (12.40)$$

Граничные области движений подсчитаны по формулам 12.10, 12.14, а эквивалентные длины при $\varepsilon = 1$ по формулам 12.34, 12.35 и 12.36.

Аналогично изложенному составлены рабочие формулы и расчетные таблицы для газов с другими удельными весами и кинематическими вязкостями (табл. 12.26 — для природных и искусственных газов или их смесей с $\gamma = 0{,}79$ *кГ/м*³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$*м²/сек*; табл. 12.27 — для коксового газа с $\gamma = 0{,}5$ *кГ/м*³ и $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$*м²/сек*, табл. 12.28 — для паров пропана с $\gamma \approx 2{,}0$ *кГ/м*³ и $\nu = 4 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* и табл. 12.29 для пропано-воздушной смеси (C_3H_8 — 45% объемн.) с $\gamma = 1{,}6$ *кГ/м*³ и $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*.

Номограммы для расчета газопроводов среднего и высокого давлений построены на логарифмической сетке в прямоугольных координатах по формулам 12.22 (область гидравлической шероховатости) и 12.23 (область гидравлической гладкости) с подстановкой в них соответственных значений удельных весов и кинематических вязкостей.

Область ламинарного режима в номограммах не отражена, так как она в таких газопроводах практически не имеет места.

При графическом решении уравнений с помощью номограмм необходимо иметь в виду, что определенные по ним параметры не являются абсолютно точными и зависят как от качества и точности выполнения но-

Таблица 12.25

Таблица для расчета газопроводов низкого давления

($\gamma = 0{,}73$ *кГ/нм*^{3}, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м*^{2}*/сек*)

1) область ламинарного движения — левее верхней ломаной линии; 2) область гидравлической гладкости труб — между ломаными; 3) область гидравлической шероховатости труб — правее нижней ломаной линии

Сортамент труб	Трубы стальные водо-газопроводные (газовые) ГОСТ 3262-55															
Усл. проход	1/2″		3/4″		1″		1 1/4″		1 1/2″		2″		2 1/2″		3	
Нар. диам., *мм*	21,25		26,75		33,50		42,25		48,00		60,00		75,50		88,50	
Внутр. диам., *мм*	15,75		21,25		27,00		35,75		41,00		53,00		68,00		80,50	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м*^{3}*/час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1 l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	0.049	0,018	0,16	0,059	0,42	0,155	1,23	0,46	2,15	0,76	4,32	1,1	8,50	1,6	13,4	2,0
0,011	0,053	0,020	0,18	0,067	0,47	0,174	1,41	0,52	2,27	0,80	4,55	1,2	9,97	1,6	14,1	2,1
0,012	0,058	0,021	0,19	0,070	0,51	0,189	1,55	0,57	2,39	0,81	4,78	1,2	9,42	1,6	14,8	2,1
0,015	0,073	0.027	0,24	0,089	0,63	0,23	1,85	0,65	2,71	0,84	5,43	1,2	10,7	1,7	16,8	2,1
0,017	0,082	0,030	0,27	0,099	0,71	0,26	2,01	0,70	2,91	0,86	5,83	1,2	11,4	1,7	18,1	2,2
0,020	0,097	0,036	0,32	0,118	0,84	0,31	2,20	0,72	3,19	0.88	6,39	1,3	12,5	1,8	19,9	2,3
0,022	0,11	0,041	0,36	0,133	0,92	0,34	2,31	0,73	3,36	0,89	6,73	1,3	13,3	1,8	20,9	2,3
0,025	0,12	0,044	0,40	0,148	1,05	0,39	2,49	0,75	3,61	0,91	7,25	1,3	14,2	1,8	22,5	2,3
0,027	0,13	0,048	0,43	0,159	1,13	0,42	2,72	0,76	3,78	0,92	7,59	1,3	14,9	1,9	23,5	2,4
0,030	0,14	0,052	0,48	0,178	1,26	0,47	2,76	0,77	4,0	0,93	8,06	1,3	15,9	1,9	25,0	2,4
0,033	0,16	0,059	0,53	0,196	1,34	0,47	2,91	0,78	4,24	0,94	8,50	1,4	16,7	1,9	26,3	2,4
0.035	0,17	0,063	0,56	0,20	1,42	0,50	3,03	0,78	4,38	0,95	8,81	1,4	17,3	1,9	27,4	2,4
0.037	0,18	0,067	0,60	0,22	1,46	0,53	3,13	0,78	4,51	0,95	9,08	1,4	17,9	2,0	28,2	2,5
0,044	0,22	0,081	0,69	0,25	1,61	0,54	3,42	0,81	4,96	0,97	9,98	1,4	19,7	2,0	31,1	2,5
0,050	0,24	0,089	0,86	0,32	1,73	0,55	3,69	0,82	5,36	1,0	10,8	1,4	21,2	2,0	33,5	2,6
0,056	0,27	0,1	0,90	0,33	1,85	0,56	3,96	0,83	5,73	1,0	11,5	1,5	22,7	2,1	35,8	2,6

0,062	0,29	0,107	1,0	0,37	1,97	0,57	4,21	0,84	6,09	1,0	12,2	1,5	24,1	2,1	38,1	2,6
0,069	0,34	0,126	1,07	0,38	2,07	0,58	4,45	0,86	6,45	1,0	12,9	1,5	25,5	2,2	40,3	2,7
0,075	0,36	0,133	1,13	0,41	2,18	0,59	4,67	0,87	6,76	1,0	13,6	1,5	26,8	2,2	42,3	2,7
0,081	0,39	0,144	1,18	0,42	2,28	0,59	4,89	0,89	7,07	1,1	14,2	1,5	28,0	2,2	44,2	2,8
0,087	0,42	0,155	1,23	0,42	2,38	0,60	5,12	0,90	7,39	1,1	14,8	1,6	29,3	2,2	46,2	2,8
0,094	0,45	0,167	1,28	0,43	2,47	0,60	5,32	0,90	7,70	1,1	15,4	1,6	30,4	2,2	48,1	2,8
0,100	0,48	0,178	1,35	0,43	2,58	0,61	5,53	0,91	8,0	1,1	16,1	1,6	31,7	2,2	50,1	2,8
0,125	0,61	0,23	1,53	0,45	2,92	0,62	6,25	0,93	9,05	1,1	18,2	1,6	35,8	2,3	56,6	2,9
0,150	0,72	0,27	1,71	0,46	3,24	0,64	6,97	0,96	10,1	1,2	20,3	1,7	39,9	2,4	63,1	3,0
0,175	0,82	0,29	1,85	0,47	3,54	0,65	7,60	1,0	11,1	1,2	22,2	1,7	43,6	2,4	68,8	3,1
0,200	0,88	0,32	2,0	0,48	3,83	0,67	8,22	1,0	11,9	1,2	23,9	1,7	47,2	2,5	74,5	3,1
0,225	0,94	0,32	2,13	0,48	4,1	0,68	8,79	1,0	12,7	1,2	25,6	1,8	50,5	2,6	79,7	3,2
0,250	1,0	0,32	2,26	0,49	4,35	0,69	9,34	1,0	13,5	1,2	27,2	1,8	53,6	2,6	84,6	3,2
0,275	1,06	0,32	2,40	0,50	4,60	0,70	9,89	1,0	14,2	1,3	28,8	1,8	56,7	2,6	89,5	3,2
0,300	1,11	0,33	2,51	0,51	4,84	0,71	10,37	1,1	14,9	1,3	30,2	1,8	59,5	2,6	94,1	3,3
0,325	1,16	0,33	2,64	0,51	5,07	0,72	10,88	1,1	15,7	1,3	31,7	1,9	62,5	2,7	98,6	3,3
0,350	1,21	0,34	2,75	0,52	5,30	0,72	11,30	1,1	16,4	1,3	33,1	1,9	65,1	2,7	102	3,4
0,375	1,27	0,34	2,85	0,52	5,54	0,73	11,72	1,1	17,1	1,3	34,3	1,9	67,6	2,7	107	3,4
0,400	1,31	0,34	2,96	0,53	5,69	0,74	12,24	1,1	17,7	1,3	35,6	1,9	70,1	2,7	111	3,4
0,425	1,35	0,35	3,07	0,53	5,89	0,74	12,66	1,1	18,3	1,3	36,8	1,9	72,53	2,8	114	3,5
0,450	1,40	0,35	3,17	0,53	6,09	0,75	13,08	1,1	18,9	1,4	38,1	2,0	75,0	2,8	118	3,5
0,475	1,44	0,35	3,28	0,54	6,29	0,76	13,51	1,1	19,6	1,4	39,3	2,0	77,4	2,8	122	3,5
0,500	1,49	0,36	3,43	0,55	6,48	0,77	13,92	1,1	20,1	1,4	40,5	2,0	79,7	2,8	125	3,6
0,525	1,52	0,36	3,46	0,55	6,67	0,77	14,34	1,1	20,62	1,4	41,6	2,0	82,0	2,8	129	3,6
0,550	1,57	0,36	3,56	0,55	6,84	0,77	14,65	1,2	21,2	1,4	42,8	2,0	84,3	2,9	132	3,6
0,575	1,61	0,36	3,65	0,56	7,01	0,78	15,07	1,2	21,8	1,4	43,8	2,1	86,3	2,9	136	3,6
0,600	1,65	0,36	3,74	0,56	7,18	0,78	15,39	1,2	22,3	1,4	44,9	2,1	88,4	2,9	139	3,7
0,625	1,69	0,36	3,82	0,56	7,35	0,78	15,7	1,2	22,8	1,4	45,9	2,1	90,5	2,9	142	3,7
0,750	1,87	0,37	4,25	0,57	8,16	0,81	17,48	1,2	25,3	1,5	51,1	2,1	100,5	2,9	158	3,8
0,875	2,05	0,38	4,64	0,59	8,92	0,83	19,25	1,2	27,7	1,5	55,8	2,2	109,9	3,0	173	3,8
1,000	2,2	0,39	5,0	0,60	9,63	0,84	20,6	1,3	29,9	1,5	60,2	2,2	118,3	3,1	186	3,9
1,25	2,5	0,40	5,68	0,62	10,93	0,87	23,4	1,3	33,9	1,6	68,3	2,3	133	3,2	208	3,9
1,50	2,78	0,41	6,27	0,63	12,04	0,89	24,7	1,3	37,6	1,6	76,4	2,3	147	3,2	227	3,9
1,75	3,05	0,42	6,82	0,65	13,08	0,91	28,2	1,4	41,1	1,6	82,4	2,3	158	3,2	246	3,9
2,0	3,29	0,43	7,38	0,66	14,13	0,93	30,5	1,4	44,5	1,6	88,3	2,3	169	3,2	262	3,9
2,5	3,77	0,44	8,48	0,68	16,2	0,96	34,9	1,4	49,9	1,6	98,5	2,3	189	3,2	294	3,9
3,0	4,18	0,45	9,37	0,69	18,2	1,0	38,2	1,4	54,7	1,6	107,2	2,3	207	3,2	323	3,9
3,5	4,56	0,46	10,26	0,70	19,7	1,0	41,3	1,4	59,1	1,6	116,0	2,3	224	3,2	349	3,9
4,0	4,92	0,47	11,1	0,70	21,0	1,0	43,9	1,4	63,3	1,6	125	2,3	239	3,2	372	3,9
4,5	5,27	0,49	11,9	0,70	22,3	1,0	46,8	1,4	67,1	1,6	132	2,3	254	3,2	395	3,9
5,0	5,62	0,50	12,4	0,70	23,5	1,0	48,9	1,4	70,7	1,6	139	2,3	267	3,2	416	3,9

Сортамент труб	Трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732-58															
Усл. проход	100		125		150		200		250		300		350		400	
Нар. диам., *мм*	108 × 5		133 × 5,5		159 × 5,5		219 × 7		273 × 9		325 × 10		377 × 10		426 × 11	
Внутр. диам., *мм*	98		122		148		205		255		305		357		404	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, $м^3/час$ (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1 l_{экв.}$, *м* (правая колонка)															
0,010	22,9	2,7	41,4	3,7	70,0	4,9	169	8,0	307	10,9	498	14,1	767	17,8	1071	19,6
0,011	24,2	2,8	43,6	3,8	73,8	5,0	179	8,1	323	11,0	525	14,3	808	18,0	1127	21,3
0,012	25,3	2,8	45,8	3,8	77,4	5,1	187	8,2	340	11,2	555	14,5	849	18,2	1185	21,6
0,015	28,8	2,9	52,0	3,9	88,0	5,2	213	8,5	386	11,5	626	14,9	963	18,8	1345	22,3
0,017	30,9	3,0	55,9	4,0	94,0	5,3	229	8,6	414	11,7	672	15,2	1034	19,1	1444	22,7
0,020	33,9	3,0	61,3	4,1	104	5,5	251	8,8	454	12,0	737	15,6	1136	19,6	1583	23,2
0,022	35,7	3,1	64,5	4,2	109	5,5	265	8,9	498	12,2	776	15,8	1193	19,8	1666	23,6
0,025	38,4	3,1	69,5	4.2	117	5,6	285	9,1	515	12,4	836	16,0	1286	20.2	1796	24,0
0,027	40,2	3,2	72,7	4,3	122	5,7	298	9,2	539	12,5	875	16,2	1346	20,4	1879	24,3
0,030	42,7	3,2	77,2	4,3	131	5,8	317	9,3	572	12,7	929	16,4	1430	20,7	1995	24,6
0,033	45,0	3,3	81,5	4,4	138	6,0	334	9,4	604	12,9	980	16,7	1507	21,0	2104	25,0
0,035	46,7	3,3	84,5	4,5	143	6,0	346	9,5	626	13,0	1016	16,8	1564	21,2	2182	25,2
0,037	48,1	3,4	87,0	4,5	146	6,1	358	9,6	646	13,1	1047	17,0	1612	21,3	2250	25,4
0,044	53,0	3,4	95,6	4,6	162	6,2	392	9,8	710	13,4	1150	17,4	1771	21,5	2472	26,0
0,050	57,1	3,5	103	4,7	175	6,3	424	10,0	766	13,7	1243	17,7	1912	22,3	2669	26,5
0,056	61,0	3,5	110	4,8	186	6,4	452	10,2	817	13,9	1327	18,0	2042	22,6	2851	26,9
0,062	64,9	3,6	118	4,8	199	6,5	481	10,3	870	14,1	1412	18,3	2172	23,1	3032	27,3
0,069	68,8	3,6	124	4,9	210	6,6	511	10,4	921	14,4	1497	18,5	2302	23,3	3233	27,7
0,075	72,1	3,7	130	5,0	221	6,7	535	10,5	966	14,6	1569	18,7	2413	23,7	3369	28,1

0,081	75,4	3,7	137	5,0	230	6,8	560	10,7	1011	14,7	1641	19,0	2525	24,0	3524	28,4
0,087	78,7	3,7	143	5,2	241	6,9	585	10,8	1056	14,8	1734	19,2	2637	24,1	3680	28,6
0,094	82,0	3,7	148	5,2	251	6,9	609	10,8	1100	14,9	1785	19,3	2748	24,3	3836	28,8
0,100	85,4	3,8	153	5,3	261	7,0	634	11,0	1144	15,2	1858	19,5	2859	24,7	3991	29,2
0,125	96,5	3,9	174	5,4	295	7,2	717	11,3	1293	15,6	2099	20,6	3231	25,4	4509	30,1
0,150	108	4,1	194	5,6	320	7,4	799	11,7	1443	16,1	2340	20,7	3601	26,1	5027	31 6
0,175	117	4,2	212	5,7	359	7,6	874	11,9	1575	16,4	2564	21,0	3883	26,6	5362	31,6
0,200	127	4,2	229	5,8	388	7,7	943	12,1	1701	16,7	2763	21,5	4147	26,8	5660	31,6
0,225	136	4,3	246	5,9	415	7,8	1009	12,4	1821	17,0	2957	21,8	4347	26,8	6004	31,6
0,250	144	4,3	261	6,0	441	7,9	1071	12,5	1932	17,2	3189	22,0	4661	26,8	6331	31,6
0,275	153	4,4	275	6,1	466	8,0	1132	12,7	2043	17,4	3192	22,0	4807	26,8	6618	31,6
0,300	160	4,4	290	6,1	489	8,1	1190	12,8	2104	17,4	3330	22,0	5027	26,8	6940	31,6
0,325	167	4,5	303	6,2	514	8,2	1247	13,0	2179	17,4	3472	22,0	5228	26,8	7221	31,6
0,350	175	4,6	317	6,3	536	8,3	1293	13,0	2258	17,4	3606	22,0	5430	26,8	7492	31,6
0,375	182	4.6	329	6,3	556	8,4	1343	13,0	2337	17,4	3730	22,0	5613	26,8	7752	31,6
0,400	188	4,7	341	6,4	577	8,5	1365	13,0	2414	17,4	3852	22,0	5798	26,8	8012	31,6
0,425	196	4,7	353	6,5	597	8,5	1408	13,0	2488	17,4	3972	22,0	5981	26,8	8251	31,6
0,450	202	4,7	364	6,5	617	8,6	1449	13,0	2560	17,4	4087	22,0	6155	26,8	8501	31,6
0,475	208	4,8	377	6,6	637	8,6	1488	13,0	2677	17,4	4192	22,0	6320	26,8	8725	31,6
0,500	215	4,8	388	6,6	652	8,6	1526	13,0	2698	17,4	4307	22,0	6484	26,8	8948	31,6
0,525	221	4,8	399	6,7	671	8,7	1564	13,0	2762	17,4	4410	22,0	6640	26,8	9167	31,6
0,550	227	4,9	410	6,7	683	8,7	1602	13,0	2832	17,4	4520	22,0	6806	26,8	9396	31,6
0,575	232	4,9	420	6,7	698	8,7	1637	13,0	2893	17,4	4620	22,0	6952	26,8	9593	31,6
0,600	237	4,9	430	6,7	714	8,7	1674	13,0	2957	17,4	4721	22,0	7110	26,8	9812	31,6
0,625	243	4,9	440	6,7	728	8,7	1706	13,0	3018	17,4	4819	22,0	7255	26,8	10004	31,6
0,750	270	5,0	481	6,7	797	8,7	1871	13,0	3305	17,4	5275	22,0	7944	26,8	10967	31,6
0,875	291	5,0	519	6,7	862	8,7	2020	13,0	3569	17,4	5675	22,0	8574	26,8	11830	31,6
1,000	312	5,0	556	6,7	921	8,7	2160	13,0	3817	17,4	6092	22,0	9177	26,8	12663	31,6
1,25	348	5,0	621	6,7	1029	8,7	2414	13,0	4257	17,4	6810	22,0	10255	26,8	14151	31,6
1,50	382	5,0	680	6,7	1128	8,7	2646	13,0	4675	17,4	7462	22,0	11237	26,8	15503	31,6
1,75	413	5,0	735	6,7	1218	8,7	2857	13,0	5049	17,4	8060	22,0	12132	26,8	16752	31,6
2,00	440	5,0	783	6,7	1298	8,7	3046	13,0	5396	17,4	8613	22,0	12965	26,8	17897	31,6
2,5	490	5,0	878	6,7	1456	8,7	3414	13,0	6034	17,4	9631	22,0	14505	26,8	20019	31,6
3,0	540	5,0	962	6,7	1594	8,7	3741	13,0	6609	17,4	10551	22,0	15888	26,8	21923	31,6
3,5	584	5,0	1039	6,7	1722	8,7	4052	13,0	7140	17,4	11393	22,0	17168	26,8	23692	31,6
4,0	624	5,0	1111	6,7	1842	8,7	4320	13,0	7633	17,4	12184	22,0	18344	26,8	25326	31,6
4,5	662	5,0	1179	6,7	1953	8,7	4581	13,0	8095	17,4	12923	22,0	19457	26,8	26855	31,6
5,0	698	5,0	1242	6,7	2059	8,7	4830	13,0	8534	17,4	13620	22,0	20508	26,8	28312	31,6

Таблица 12.26

Таблица для расчета газопроводов низкого давления ($\gamma = 0{,}79$ *кГ/нм³*, $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*)

1) область ламинарного движения — левее верхней ломаной линии; 2) область гидравлической гладкости труб — между ломаными линиями; 3) область гидравлической шероховатости труб — правее нижней ломаной линии

Сортамент труб	Трубы стальные водо-газопроводные (газовые) ГОСТ 3262-55															
Усл. проход	1/2″		3/4″		1″		1 1/4″		1 1/2″		2″		2 1/2″		3″	
Нар. диам., *мм*	21,25		26,75		33,50		42,25		48,00		60,00		75,50		88,50	
Внутр. диам., *мм*	15,75		21,25		27,00		35,75		41,00		53,00		68,00		80,50	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м³/час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1 l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	0,045	0,017	0,15	0,055	0,39	0,15	1,18	0,44	2,06	0,76	4,13	1,1	8,13	1,6	12,8	2,0
0,011	0,049	0,018	0,17	0,063	0,43	0,16	1,30	0,48	2,17	0,80	4,35	1,2	8,57	1,6	13,5	2,1
0,012	0,054	0,020	0,18	0,066	0,47	0,18	1,43	0,53	2,28	0,81	4,57	1,2	9,00	1,6	14,2	2,1
0,015	0,067	0,025	0,22	0,081	0,58	0,22	1,77	0,65	2,59	0,84	5,19	1,2	10,2	1,7	16,1	2,1
0,017	0,076	0,028	0,25	0,092	0,66	0,25	1,92	0,70	2,78	0,86	5,57	1,2	10,9	1,7	17,3	2,2
0,020	0,09	0,033	0,30	0,11	0,78	0,29	2,10	0,72	3,05	0,88	6,11	1,3	12,0	1,8	19,0	2,3
0,022	0,10	0,037	0,33	0,13	0,85	0,32	2,21	0,73	3,21	0,89	6,43	1,3	12,7	1,8	20,0	2,3
0,025	0,11	0,041	0,37	0,14	0,97	0,36	2,38	0,75	3,45	0,91	6,93	1,3	13,6	1,8	21,5	2,3
0,027	0,12	0,044	0,40	0,15	1,04	0,38	2,50	0,76	3,60	0,92	7,25	1,3	14,3	1,9	22,5	2,4
0,030	0,13	0,048	0,44	0,17	1,16	0,43	2,64	0,77	3,82	0,93	7,70	1,3	15,2	1,9	23,9	2,4
0,033	0,15	0,055	0,49	0,18	1,28	0,47	2,78	0,78	4,05	0,94	8,12	1,4	16,0	1,9	25,2	2,4
0,035	0,16	0,059	0,52	0,19	1,36	0,50	2,90	0,78	4,19	0,95	8,42	1,4	16,6	1,9	26,2	2,4
0,037	0,17	0,063	0,55	0,21	1,40	0,53	2,99	0,78	4,31	0,95	8,68	1,4	17,1	2,0	27,0	2,5
0,044	0,20	0,074	0,64	0,24	1,54	0,54	3,27	0,81	4,74	0,97	9,54	1,4	18,8	2,0	29,7	2,5
0,050	0,22	0,081	0,79	0,29	1,66	0,55	3,53	0,82	5,12	1,0	10,3	1,4	20,3	2,0	32,0	2,6
0,056	0,25	0,092	0,83	0,31	1,77	0,56	3,78	0,83	5.48	1,0	11,0	1,5	21,7	2,1	34,2	2,6
0,062	0,27	0,099	0,92	0,34	1,88	0,57	4,02	0,84	5,82	1,0	11,7	1,5	23,0	2,1	36,4	2,6

0,069	0,31	0,12	1,02	0,38	1,98	0,58	4,25	0,86	6,16	1,0	12,4	1,5	24,4	2,2	38,5	2,7
0,075	0,33	0,13	1,08	0,41	2,08	0,58	4,46	0,87	6,46	1,0	13,0	1,5	25,6	2,2	40,4	2,7
0,081	0,36	0,14	1,13	0,42	2,18	0,59	4,67	0,89	6,76	1,1	13,6	1,5	26,8	2,2	42,3	2,8
0,087	0,39	0,15	1,18	0,42	2,27	0,6	4,88	0,90	7,06	1,1	14,2	1,6	28,0	2,2	44,2	2,8
0,094	0,42	0,16	1,22	0,43	2,36	0,60	5,08	0,90	7,36	1,1	14,8	1,6	29,1	2,2	46,0	2,8
0,100	0,44	0,16	1,29	0,43	2,47	0,61	5,28	0,91	7,65	1,1	15,4	1,6	30,3	2,2	47,9	2,8
0,125	0,56	0,21	1,46	0,45	2,79	0,62	5,97	0,93	8,65	1,1	17,4	1,6	34,2	2,3	54,1	2,9
0,150	0,67	0,25	1,63	0,46	3,10	0,64	6,66	0,96	9,64	1,2	19,4	1,7	38,2	2,4	60,3	3,0
0,175	0,78	0,29	1,77	0,47	3,38	0,66	7,26	1,0	10,6	1,2	21,2	1,7	41,7	2,4	65,8	3,1
0,200	0,84	0,31	1,91	0,48	3,66	0,67	7,85	1,0	11,4	1,2	22,9	1,7	45,1	2,5	71,2	3,1
0,225	0,90	0,32	2,04	0,48	3,92	0,68	8,40	1,0	12,2	1,2	24,5	1,8	48,3	2,5	76,2	3,2
0,250	0,96	0,32	2,16	0,49	4,16	0,69	8,92	1,0	12,9	1,2	26,0	1,8	51,2	2,6	80,9	3,2
0,275	1,01	0,32	2,29	0,50	4,40	0,70	9,45	1,0	13,6	1,3	27,5	1,8	54,2	2,6	85,5	3,2
0,300	1,06	0,33	2,40	0,51	4,62	0,71	9,91	1,1	14,3	1,3	28,9	1,8	56,9	2,6	89,9	3,3
0,325	1,11	0,33	2,52	0,51	4,84	0,72	10,4	1,1	15,0	1,3	30,3	1,9	59,7	2,7	94,2	3,3
0,350	1,16	0,34	2,63	0,52	5,06	0,72	10,8	1,1	15,7	1,3	31,6	1,9	62,2	2,7	98,3	3,4
0,375	1,21	0,34	2,73	0,52	5,25	0,73	11,2	1,1	16,3	1,3	32,8	1,9	64,6	2,7	102	3,4
0,400	1,25	0,34	2,83	0,53	5,44	0,74	11,7	1,1	16,9	1,3	34,0	1,9	67,0	2,7	106	3,4
0,425	1,29	0,35	2,93	0,53	5,63	0,74	12,1	1,1	17,5	1,3	35,2	1,9	69,3	2,8	109	3,5
0,450	1,34	0,35	3,03	0,53	5,82	0,75	12,5	1,1	18,1	1,4	36,4	2,0	71,7	2,8	113	3,5
0,475	1,38	0,35	3,13	0,54	6,01	0,76	12,9	1,1	18,7	1,4	37,6	2,0	74,0	2,8	117	3,5
0,500	1,42	0,36	3,22	0,55	6,19	0,77	13,3	1,1	19,2	1,4	38,7	2,0	76,2	2,8	120	3,6
0,525	1,46	0,36	3,31	0,55	6,37	0,77	13,7	1,1	19,7	1,4	39,8	2,0	78,4	2,8	124	3,6
0,550	1,50	0,36	3,40	0,55	6,54	0,77	14,0	1,2	20,3	1,4	40,9	2,0	80,6	2,9	127	3,6
0,575	1,54	0,36	3,49	0,56	6,70	0,78	14,4	1,2	20,8	1,4	41,9	2,1	82,5	2,9	130	3,6
0,600	1,58	0,36	3,57	0,56	6,86	0,78	14,7	1,2	21,3	1,4	42,9	2,1	84,5	2,9	133	3,7
0,625	1,61	0,36	3,65	0,56	7,02	0,78	15,0	1,2	21,8	1,4	43,9	2,1	86,5	2,9	136	3,7
0,750	1,79	0,37	4,06	0,57	7,80	0,81	16,7	1,2	24,2	1,5	48,8	2,1	96,1	2,9	151	3,8
0,875	1,96	0,38	4,43	0,59	8,52	0,83	18,4	1,2	26,5	1,5	53,3	2,2	105	3,0	166	3,8
1,000	2,11	0,39	4,78	0,60	9,20	0,84	19,7	1,3	28,6	1,5	57,5	2,2	113	3,1	179	3,9
1,25	2,40	0,40	5,43	0,62	10,44	0,87	22,4	1,3	32,4	1,6	65,3	2,3	128	3,2	200	3,9
1,50	2,66	0,41	5,99	0,63	11,5	0,89	24,7	1,3	35,9	1,6	73,4	2,3	141	3,2	218	3,9
1,75	2,91	0,42	6,52	0,65	12,5	0,91	27,0	1,4	39,3	1,6	79,2	2,3	152	3,2	236	3,9
2,0	3,14	0,43	7,05	0,66	13,5	0,93	29,2	1,4	42,8	1,6	84,9	2,3	162	3,2	252	3,9
2,5	3,60	0,44	8,10	0,68	15,5	0,96	33,5	1,4	48,0	1,6	94,7	2,3	182	3,2	283	3,9
3,0	3,99	0,45	8,95	0,69	17,5	1,0	36,7	1,4	52,6	1,6	103	2,3	199	3,2	310	3,9
3,5	4,36	0,46	9,80	0,70	18,9	1,0	39,7	1,4	56,8	1,6	112	2,3	215	3,2	335	3,9
4,0	4,70	0,47	10,7	0,70	20,2	1,0	42,2	1,4	60,8	1,6	120	2,3	230	3,2	358	3,9
4,5	5,04	0,48	11,4	0,70	21,4	1,0	45,0	1,4	64,5	1,6	127	2,3	244	3,2	380	3,9
5,0	5,40	0,50	12,0	0,70	22,6	1,0	47,4	1,4	68,0	1,6	134	2,3	257	3,2	400	3,9

Продолжение табл. 12.26

Сортамент труб	Трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732-58															
Усл. проход	100		125		150		200		250		300		350		400	
Нар. диам., *мм*	108×5		133×5,5		159×5,5		219×7		273×9		325×10		377×10		426×11	
Внутр. диам., *мм*	98		122		148		205		255		305		357		404	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м*³/*час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$ *м* (правая колонка)															
0,010	21,9	2,7	39,6	3,7	66,9	4,9	162	7,9	293	10,8	476	13,9	733	17,6	1023	19,4
0,011	23,1	2,8	41,7	3,8	70,5	5,0	171	8,0	309	10,9	502	14,1	772	17,8	1077	21,1
0,012	24,2	2,8	43,8	3,8	74,0	5,1	179	8,1	325	11,1	527	14,3	811	18,0	1132	21,4
0,015	27,5	2,9	49,7	3,9	84,1	5,2	204	8,4	369	11,4	598	14,7	920	18,6	1285	22,1
0,017	29,5	3,0	53,4	4,0	90,2	5,3	219	8,5	396	11,6	642	15,0	988	18,9	1380	22,5
0,020	32,4	3,0	58,6	4,1	99,0	5,5	240	8,7	434	11,9	704	15,4	1085	19,4	1513	23,0
0,022	34,1	3,1	61,6	4,2	104	5,5	253	8,8	457	12,1	741	15,6	1140	19,6	1592	23,3
0,025	36,7	3,1	66,4	4,2	112	5,6	272	9,0	492	12,3	799	15,8	1229	20,0	1716	23,7
0,027	38,4	3,2	69,5	4,3	117	5,7	285	9,1	515	12,4	836	16,0	1286	20,2	1795	24,0
0,030	40,8	3,2	73,8	4,3	125	5,8	303	9,2	547	12,6	888	16,2	1366	20,5	1906	24,3
0,033	43,0	3,3	77,9	4,4	132	5,9	319	9,3	577	12,8	936	16,5	1440	20,8	2010	24,7
0,035	44,6	3,3	80,7	4,5	137	5,9	331	9,4	598	12,9	971	16,6	1494	21,0	2085	24,9
0,037	46,0	3,3	83,2	4,5	140	6,0	342	9,5	617	13,0	1000	16,8	1540	21,1	2150	25,1
0,044	50,6	3,4	91,4	4,6	155	6,1	375	9,7	678	13,3	1099	17,2	1692	21,3	2362	25,7
0,050	54,6	3,5	98,7	4,7	167	6,2	405	9,9	732	13,6	1188	17,5	1827	22,1	2550	26,2
0,056	58,3	3,5	106	4,8	178	6,3	432	10,1	781	13,8	1268	17,8	1951	22,4	2724	26,6
0,062	62,0	3,6	113	4,8	190	6,4	460	10,2	831	14,0	1349	18,1	2075	22,8	2897	27,0
0,069	65,7	3,6	119	4,9	201	6,5	488	10,3	880	14,2	1430	18,3	2200	23,1	3070	27,4
0,075	68,9	3,7	125	5,0	211	6,6	511	10,5	923	14,4	1499	18,5	2306	23,4	3219	27,8

0,081	72,0	3,7	131	5,0	220	6,7	535	10,6	966	14,5	1568	18,8	2413	23,7	3367	28,1
0,087	75,2	3,7	137	5,1	230	6,8	559	10,7	1009	14,6	1657	19,0	2520	23,8	3516	28,3
0,094	78,4	3,7	142	5,1	240	6,8	582	10,7	1051	14,7	1706	19,1	2626	24,0	3665	28,5
0,100	81,6	3,8	147	5,2	249	6,9	606	10,9	1093	15,0	1775	19,3	2732	24,4	3813	28,9
0,125	92,2	3,9	167	5,3	282	7,1	685	11,2	1235	15,4	2006	20,4	3087	25,1	4308	29,8
0,150	103	4,1	186	5,5	314	7,3	763	11,6	1379	15,9	2236	20,5	3441	25,8	4803	30,7
0,175	112	4,2	203	5,6	343	7,5	835	11,8	1505	16,2	2450	20,8	3710	26,3	5123	31,6
0,200	121	4,2	219	5,7	371	7,6	901	12,0	1625	16,5	2640	21,3	3962	26,8	5440	31,6
0,225	130	4,3	235	5,8	397	7,7	964	12,3	1740	16,8	2825	21,6	4178	26,8	5770	31,6
0,250	138	4,3	249	5,9	421	7,8	1023	12,4	1846	17,0	2937	22,0	4480	26,8	6085	31,6
0,275	146	4,4	263	6,0	445	7,9	1082	12,6	1952	17,3	3068	22,0	4620	26,8	6360	31,6
0,300	153	4,4	277	6,0	468	8,0	1137	12,7	2022	17,4	3200	22,0	4831	26,8	6670	31,6
0,325	160	4,5	290	6,1	491	8,1	1192	12,9	2094	17,4	3337	22,0	5025	26,8	6940	31,6
0,350	167	4,6	303	6,2	512	8,2	1243	13,0	2170	17,4	3466	22,0	5219	26,8	7200	31,6
0,375	174	4,6	314	6,2	531	8,3	1291	13,0	2246	17,4	3585	22,0	5395	26,8	7450	31,6
0,400	180	4,7	326	6,3	551	8,4	1312	13,0	2320	17,4	3702	22,0	5572	26,8	7700	31,6
0,425	187	4,7	337	6,4	570	8,4	1353	13,0	2391	17,4	3817	22,0	5748	26,8	7930	31,6
0,450	193	4,7	348	6,4	590	8,5	1393	13,0	2460	17,4	3928	22,0	5915	26,8	8170	31,6
0,475	199	4,8	360	6,5	609	8,6	1430	13,0	2525	17,4	4029	22,0	6074	26,8	8385	31,6
0,500	205	4,8	371	6,5	627	8,6	1467	13,0	2593	17,4	4139	22,0	6232	26,8	8600	31,6
0,525	211	4,8	381	6,6	645	8,7	1503	13,0	2655	17,4	4238	22,0	6382	26,8	8810	31,6
0,550	217	4,9	392	6,6	656	8,7	1540	13,0	2722	17,4	4344	22,0	6541	26,8	9030	31,6
0,575	222	4,9	401	6,6	671	8,7	1573	13,0	2780	17,4	4440	22,0	6681	26,8	9220	31,6
0,600	227	4,9	411	6,7	686	8,7	1609	13,0	2842	17,4	4537	22,0	6833	26,8	9430	31,6
0,625	232	4,9	421	6,7	700	8,7	1640	13,0	2901	17,4	4631	22,0	6973	26,8	9615	31,6
0,750	258	5,0	462	6,7	766	8,7	1798	13,0	3176	17,4	5070	22,0	7635	26,8	10540	31,6
0,875	280	5,0	499	6,7	828	8,7	1941	13,0	3430	17,4	5454	22,0	8240	26,8	11370	31,6
1,000	300	5,0	534	6,7	885	8,7	2076	13,0	3668	17,4	5855	22,0	8820	26,8	12170	31,6
1,25	334	5,0	597	6,7	989	8,7	2320	13,0	4091	17,4	6545	22,0	9856	26,8	13600	31,6
1,50	367	5,0	654	6,7	1084	8,7	2543	13,0	4493	17,4	7172	22,0	10800	26,8	14900	31,6
1,75	397	5,0	706	6,7	1171	8,7	2746	13,0	4852	17,4	7746	22,0	11660	26,8	16100	31,6
2,00	423	5,0	753	6,7	1248	8,7	2927	13,0	5186	17,4	8278	22,0	12460	26,8	17200	31,6
2,5	474	5,0	844	6,7	1399	8,7	3281	13,0	5799	17,4	9256	22,0	13940	26,8	19240	31,6
3,0	519	5,0	925	6,7	1532	8,7	3595	13,0	6352	17,4	10140	22,0	15270	26,8	21070	31,6
3,5	561	5,0	999	6,7	1655	8,7	3894	13,0	6862	17,4	10950	22,0	16500	26,8	22770	31,6
4,0	600	5,0	1068	6,7	1770	8,7	4152	13,0	7336	17,4	11710	22,0	17630	26,8	24340	31,6
4,5	636	5,0	1133	6,7	1877	8,7	4403	13,0	7780	17,4	12420	22,0	18700	26,8	25810	31,6
5,0	671	5,0	1194	6,7	1979	8,7	4642	13,0	8202	17,4	13090	22,0	19710	26,8	27210	31,6

Таблица 12.27

Таблица для расчета газопроводов низкого давления ($\gamma = 0{,}5$ *кГ/м³*, $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*)

Сортамент труб	Трубы стальные водо-газопроводные (газовые) ГОСТ 3262-55															
Усл. проход	1/2″		3/4″		1″		1 1/4″		1 1/2″		2″		2 1/2″		3″	
Нар. диам., *мм*	21,25		26,75		33,50		42,25		48,00		60,00		75,50		88,50	
Внутр. диам., *мм*	15,75		21,25		27,00		35,75		41,00		53,00		68,00		80,50	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м³/час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	—	—	0,14	0,031	0,37	0,082	1,12	0,25	1,95	0,43	4,99	1,0	9,81	1,4	15,5	1,8
0,011	0,047	0,010	0,16	0,035	0,40	0,088	1,24	0,27	2,14	0,47	5,28	1,0	10,4	1,5	16,4	1,9
0,012	0,051	0,011	0,17	0,038	0,44	0,097	1,35	0,30	2,34	0,54	5,53	1,0	10,9	1,5	17,2	1,9
0,015	0,064	0,014	0,21	0,046	0,55	0,12	1,69	0,37	2,92	0,65	6,28	1,1	12,4	1,5	19,6	2,0
0,017	0,072	0,016	0,24	0,053	0,62	0,14	1,91	0,42	3,30	0,73	6,76	1,1	13,2	1,6	21,0	2,0
0,020	0,085	0,019	0,28	0,062	0,73	0,16	2,25	0,50	3,69	0,76	7,41	1,1	14,6	1,6	23,0	2,0
0,022	0,094	0,021	0,31	0,068	0,80	0,18	2,48	0,55	3,90	0,78	7,82	1,1	15,4	1,6	24,5	2,1
0,025	0,11	0,024	0,35	0,077	0,92	0,20	2,82	0,62	4,20	0,80	8,42	1,2	16,6	1,6	26,2	2,1
0,027	0,12	0,026	0,38	0,084	0,99	0,22	3,03	0,66	4,38	0,81	8,80	1,2	17,3	1,7	27,4	2,1
0,030	0,13	0,029	0,42	0,093	1,11	0,25	3,21	0,67	4,66	0,82	9,47	1,2	18,4	1,7	29,1	2,2
0,033	0,14	0,031	0,45	0,099	1,21	0,27	3,39	0,68	4,92	0,83	9,86	1,2	19,4	1,7	30,7	2,2
0,035	0,15	0,033	0,49	0,11	1,28	0,28	3,51	0,68	5,08	0,84	10,2	1,2	20,1	1,7	31,7	2,2
0,037	0,16	0,035	0,52	0,12	1,35	0,30	3,61	0,69	5,25	0,85	10,5	1,2	20,7	1,7	32,8	2,2
0,044	0,19	0,042	0,62	0,14	1,62	0,36	4,00	0,70	5,80	0,87	11,6	1,2	22,9	1,8	36,2	2,3
0,050	0,21	0,046	0,70	0,15	1,83	0,40	4,31	0,72	6,23	0,88	12,5	1,3	24,6	1,8	39,6	2,3
0,056	0,24	0,053	0,79	0,17	2,05	0,45	4,59	0,73	6,65	0,90	13,4	1,3	26,3	1,8	41,5	2,3
0,062	0,26	0,057	0,87	0,19	2,27	0,50	4,87	0,74	7,04	0,91	14,2	1,3	27,8	1,9	44,0	2,4
0,069	0,30	0,066	0,97	0,21	2,42	0,51	5,18	0,75	7,49	0,92	15,0	1,3	30,2	1,9	46,7	2,4
0,075	0,32	0,071	1,06	0,23	2,54	0,51	5,42	0,76	7,86	0,93	15,8	1,4	31,0	1,9	49,0	2,4

0,081	0,34	0,075	1,14	0,25	2,66	0,52	5,67	0,77	8,21	0,94	16,4	1,4	32,4	1,9	51,2	2,5
0,087	0,37	0,082	1,23	0,27	2,77	0,53	5,90	0,78	8,55	0,95	17,2	1,4	33,8	2,0	53,3	2,5
0,094	0,40	0,088	1,33	0,29	2,90	0,53	6,17	0,79	8,93	0,96	18,0	1,4	35,2	2,0	55,8	2,5
0,100	0,42	0,093	1,41	0,31	3,00	0,54	6,40	0,80	9,26	0,97	18,6	1,4	36,5	2,0	57,8	2,6
0,125	0,53	0,12	1,76	0,39	3,39	0,55	7,25	0,82	10,1	0,99	21,1	1,5	39,6	2,1	65,6	2,6
0,150	0,64	0,14	1,96	0,40	3,77	0,57	8,05	0,84	11,7	1,1	23,4	1,5	46,0	2,1	72,8	2,7
0,175	0,74	0,16	2,15	0,41	4,11	0,58	8,79	0,86	12,7	1,1	25,6	1,5	50,3	2,2	79,5	2,7
0,200	0,85	0,19	2,32	0,42	4,44	0,59	9,49	0,87	13,8	1,1	27,6	1,6	54,3	2,2	85,8	2,8
0,225	0,95	0,21	2,48	0,43	4,74	0,60	10,2	0,89	14,7	1,1	29,6	1,6	57,8	2,2	91,8	2,9
0,250	1,06	0,23	2,63	0,43	5,04	0,61	10,8	0,90	15,6	1,1	31,4	1,6	61,7	2,3	97,5	2,9
0,275	1,15	0,25	2,78	0,44	5,24	0,62	11,4	0,92	16,3	1,1	33,1	1,6	65,1	2,3	103	2,9
0,300	1,27	0,28	2,92	0,44	5,59	0,63	12,0	0,93	17,4	1,1	35,3	1,6	68,5	2,3	108	3,0
0,325	1,35	0,30	3,05	0,45	5,87	0,63	12,5	0,94	18,2	1,2	36,4	1,7	71,7	2,4	113	3,0
0,350	1,42	0,31	3,19	0,45	6,11	0,64	13,1	0,95	18,9	1,2	38,0	1,7	74,7	2,4	118	3,0
0,375	1,47	0,31	3,32	0,46	6,35	0,64	13,6	0,96	19,7	1,2	39,5	1,7	77,7	2,4	123	3,1
0,400	1,53	0,31	3,44	0,46	6,59	0,65	14,1	0,97	20,5	1,2	41,0	1,7	80,6	2,4	128	3,1
0,425	1,57	0,31	3,56	0,47	6,83	0,66	14,6	0,98	21,2	1,2	42,5	1,7	83,5	2,5	132	3,1
0,450	1,63	0,32	3,68	0,47	7,03	0,66	15,1	0,98	21,9	1,2	43,8	1,7	86,3	2,5	136	3,2
0,475	1,69	0,32	3,80	0,48	7,27	0,67	15,5	0,99	22,5	1,2	45,3	1,8	88,9	2,5	141	3,2
0,500	1,73	0,32	3,91	0,48	7,49	0,68	16,1	1,0	23,2	1,2	46,6	1,8	91,3	2,5	144	3,2
0,525	1,77	0,32	4,03	0,48	7,71	0,68	16,5	1,0	23,9	1,2	47,9	1,8	94,1	2,5	149	3,2
0,550	1,83	0,33	4,13	0,49	7,91	0,68	16,9	1,0	24,6	1,3	49,2	1,8	96,7	2,6	153	3,3
0,575	1,88	0,33	4,24	0,49	8,11	0,69	17,4	1,0	25,2	1,3	50,5	1,8	99,2	2,6	156	3,3
0,600	1,93	0,33	4,33	0,49	8,31	0,69	17,8	1,0	25,8	1,3	51,7	1,8	102	2,6	161	3,3
0,625	1,97	0,33	4,44	0,50	8,51	0,70	18,2	1,0	26,4	1,3	52,8	1,9	104	2,6	165	3,3
0,750	2,19	0,34	4,94	0,51	9,44	0,71	20,2	1,1	29,3	1,3	58,8	1,9	115	2,7	183	3,4
0,875	2,39	0,35	5,39	0,52	10,3	0,73	22,0	1,1	32,0	1,3	64,1	1,9	126	2,7	210	3,5
1,000	2,58	0,35	5,81	0,53	11,2	0,75	23,8	1,1	34,2	1,4	69,2	1,9	136	2,8	215	3,6
1,25	2,93	0,36	6,59	0,54	12,6	0,77	26,6	1,1	39,1	1,4	78,7	2,0	155	2,9	244	3,7
1,50	3,24	0,37	7,31	0,56	14,0	0,79	29,9	1,2	43,4	1,4	87,1	2,1	172	2,9	271	3,8
1,75	3,31	0,38	7,98	0,57	15,3	0,80	32,7	1,2	47,4	1,5	95,2	2,1	190	3,0	299	3,9
2,0	3,83	0,39	8,62	0,58	17,7	0,84	35,4	1,2	51,2	1,5	103	2,2	202	3,1	319	3,9
2,5	3,99	0,40	9,78	0,60	18,8	0,85	40,2	1,3	58,2	1,6	117	2,2	229	3,2	357	3,9
3,0	4,83	0,41	10,9	0,62	20,8	0,87	44,6	1,3	64,6	1,6	130	2,3	250	3,2	390	3,9
3,5	5,28	0,42	11,8	0,63	22,7	0,89	48,6	1,3	70,7	1,7	141	2,3	271	3,2	403	3,9
4,0	5,69	0,43	12,8	0,64	24,6	0,91	53,1	1,4	75,9	1,7	149	2,3	289	3,2	430	3,9
4,5	6,07	0,44	13,7	0,65	26,2	0,92	56,5	1,4	80,5	1,7	159	2,3	307	3,2	456	3,9
5,0	6,45	0,45	13,9	0,66	27,9	0,94	59,5	1,4	85,0	1,7	168	2,3	324	3,2	481	3,9

Сортамент труб	Трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732-58															
Усл. проход	100		125		150		200		250		300		350		400	
Нар. диам., *мм*	108×5		133×5,5		159×5,5		219×7		273×9		325×10		377×10		426×11	
Внутр. диам., *мм*	98		122		148		205		255		305		357		404	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, $м^3/час$ (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	26,5	2,4	47,8	3,3	81,2	4,4	196	7,0	357	9,5	575	12,3	881	15,5	1231	18,3
0,011	28,0	2,5	50,5	3,4	85,8	4,4	207	7,1	374	9,6	607	12,5	930	15,6	1300	18,7
0,012	29,4	2,5	53,1	3,4	90,2	4,5	217	7,2	393	9,8	638	12,7	977	15,8	1360	18,9
0,015	33,4	2,6	60,3	3,5	103	4,7	247	7,4	446	10,1	724	13,0	1110	16,3	1551	19,5
0,017	35,8	2,6	64,0	3,6	110	4,8	261	7,5	479	10,2	778	13,3	1192	16,6	1667	19,9
0,020	39,3	2,7	71,1	3,7	122	4,9	289	7,7	526	10,5	854	13,6	1309	17,0	1828	20,3
0,022	41,5	2,7	75,0	3,7	128	4,9	307	7,8	555	10,7	899	13,8	1381	17,3	1932	20,6
0,025	44,7	2,8	80,7	3,8	137	5,0	330	8,0	596	10,9	973	14,1	1486	17,6	2078	21,0
0,027	46,7	2,8	84,3	3,8	143	5,0	345	8,1	623	11,0	1015	14,2	1553	17,8	2172	21,2
0,030	49,6	2,8	89,5	3,9	152	5,1	366	8,2	663	11,2	1076	14,3	1647	18,0	2306	21,6
0,033	52,4	2,9	94,6	3,9	161	5,2	387	8,3	700	11,3	1137	14,4	1741	18,3	2434	21,8
0,035	54,2	2,9	97,5	4,0	166	5,3	400	8,4	724	11,4	1175	14,6	1801	18,4	2517	22,0
0,037	55,9	2,9	101	4,0	172	5,3	413	8,5	746	11,5	1214	14,9	1858	18,6	2599	22,2
0,044	61,7	3,0	112	4,1	189	5,4	456	8,6	825	11,8	1339	15,2	2052	19,1	2874	22,8
0,050	66,4	3,1	120	4,2	204	5,5	490	8,8	889	12,0	1440	15,5	2209	19,4	3090	23,2
0,056	70,8	3,1	128	4,3	217	5,6	523	9,0	947	12,2	1537	15,8	2354	19,7	3297	23,6
0,062	75,0	3,2	136	4,3	230	5,7	555	9,1	1004	12,4	1630	16,0	2495	20,0	3493	23,9
0,069	79,5	3,2	144	4,4	245	5,8	589	9,2	1066	12,5	1777	16,3	2652	20,3	3713	24,3
0,075	83,7	3,2	151	4,4	257	5,9	618	9,3	1119	12,7	1816	16,4	2785	20,6	3894	24,5
0,081	87,4	3,3	158	4,5	268	5,9	646	9,4	1170	12,9	1898	16,5	2908	20,8	4068	24,9

0,087	91,1	3,3	164	4,5	279	6,0	672	9,5	1216	13,0	1976	16,8	3029	21,0	4237	25,1
0,094	95,2	3,4	172	4,6	292	6,1	704	9,6	1272	13,1	2065	16,9	3165	21,3	4428	25,4
0,100	98,6	3,4	178	4,6	303	6,1	729	9,7	1318	13,2	2140	17,1	3282	21,4	4585	25,6
0,125	112	3,5	202	4,7	339	6,3	828	10,0	1496	13,7	2430	17,7	3728	22,1	5210	26,4
0,150	124	3,6	225	4,9	382	6,4	919	10,3	1660	14,1	2698	18,1	4134	22,7	5777	27,1
0,175	136	3,7	245	5,0	416	6,6	1008	10,5	1813	14,3	2946	18,5	4516	23,2	6312	27,8
0,200	146	3,7	265	5,1	451	6,7	1076	10,7	1958	14,6	3179	18,9	4874	23,7	6808	28,3
0,225	156	3,8	283	5,2	481	6,9	1159	10,9	2094	14,9	3400	19,2	5209	24,0	7285	28,8
0,250	166	3,9	301	5,3	511	7,0	1230	11,0	2221	15,1	3623	19,5	5533	24,4	7740	29,2
0,275	176	3,9	317	5,3	539	7,1	1310	11,2	2344	15,3	3813	19,8	5843	24,8	8169	29,7
0,300	185	3,9	333	5,4	567	7,2	1348	11,3	2468	15,5	4007	20,0	6134	25,1	8588	29,9
0,325	193	4,0	349	5,5	593	7,2	1428	11,5	2581	15,7	4190	20,2	6422	25,4	8715	30,0
0,350	201	4,0	363	5,5	619	7,3	1490	11,6	2696	15,8	4375	20,5	6709	25,7	9050	30,0
0,375	210	4,1	386	5,6	644	7,4	1551	11,7	2803	16,0	4552	20,7	6795	25,7	9350	30,0
0,400	218	4,1	393	5,6	668	7,5	1608	11,9	2908	16,2	4722	20,9	7020	25,7	9650	30,0
0,425	225	4,2	407	5,7	691	7,5	1665	12,0	3014	16,3	4888	21,0	7230	25,7	9970	30,0
0,450	233	4,2	414	5,7	714	7,6	1720	12,1	3101	16,4	4940	21,0	7450	25,7	10250	30,0
0,475	240	4,2	433	5,8	736	7,7	1775	12,2	3212	16,6	5075	21,0	7650	25,7	10550	30,0
0,500	247	4,3	447	5,8	760	7,7	1826	12,2	3302	16,7	5200	21,0	7840	25,7	10800	30,0
0,525	254	4,3	459	5,9	779	7,8	1878	12,3	3350	16,7	5320	21,0	8035	25,7	11085	30,0
0,550	261	4,3	472	5,9	802	7,8	1930	12,4	3410	16,7	5450	21,0	8210	25,7	11360	30,0
0,575	268	4,3	484	5,9	821	7,9	1979	12,5	3500	16,7	5580	21,0	8400	25,7	11640	30,0
0,600	274	4,4	495	6,0	842	7,9	2028	12,6	3570	16,7	5710	21,0	8580	25,7	11890	30,0
0,625	281	4,4	507	6,0	861	8,0	2076	12,7	3645	16,7	5820	21,0	8775	25,7	12600	30,0
0,750	312	4,5	562	6,1	957	8,1	2270	12,7	4060	16,7	6370	21,0	9610	25,7	13250	30,0
0,875	340	4,6	615	6,3	1043	8,3	2440	12,7	4320	16,7	6880	21,0	10300	25,7	14300	30,0
1,00	367	4,7	663	6,4	1110	8,4	2610	12,7	4610	16,7	7360	21,0	11100	25,7	15300	30,0
1,25	417	4,9	748	6,6	1250	8,4	2920	12,7	5150	16,7	8220	21,0	12400	25,7	17100	30,0
1,50	464	5,0	822	6 6	1365	8,4	3205	12,7	5640	16,7	9002	21,0	13600	25,7	18250	30,0
1,75	500	5,0	855	6 6	1473	8,4	3330	12,7	6090	16,7	9720	21,0	14700	25,7	20205	30,0
2,0	534	5,0	947	6 6	1580	8,4	3690	12,7	6525	16,7	10400	21,0	15700	25,7	21600	30,0
2,5	597	5,0	1060	6 6	1765	8,4	4140	12,7	7300	16,7	11610	21,0	17550	25,7	24200	30,0
3,0	654	5,0	1160	6 6	1930	8,4	4520	12,7	7960	16,7	12740	21,0	19220	25,7	26500	30,0
3,5	706	5,0	1255	6,6	2085	8,4	4890	12,7	8625	16,7	13800	21,0	20800	25,7	28600	30,0
4,0	755	5,0	1343	6,6	2228	8,4	5225	12,7	9220	16,7	14710	21,0	22200	25,7	30600	30,0
4,5	802	5,0	1421	6,6	2360	8,4	5570	12,7	9780	16,7	15620	21,0	23600	25,7	32400	30,0
5,0	845	5,0	1448	6,6	2496	8,4	5840	12,7	10320	16,7	16480	21,0	24800	25,7	34200	30,0

Таблица 12.28

Таблица для расчета газопроводов низкого давления (пары технического пропана $\gamma = 1{,}98 - 2{,}0$ *кГ/нм³*)

Сортамент труб	Трубы стальные водо-газопроводные (газовые) ГОСТ 3262-55															
Усл. проход	1/2″		3/4″		1″		1 1/4″		1 1/2″		2″		2 1/2″		3″	
Нар. диам., *мм*	21,25		26,75		33,50		42,25		48,00		60,00		75,50		88,50	
Внутр. диам., *мм*	15,75		21,25		27,00		35,75		41,00		53,00		68,00		80,50	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м³/час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	0,045	0,041	0,15	0,14	0,39	0,36	0,96	0,72	1,39	0,86	2,79	1,3	5,50	1,8	8,68	2,3
0,011	0,049	0,045	0,17	0,16	0,43	0,39	1,01	0,73	1,47	0,88	2,95	1,3	5,81	1,8	9,16	2,3
0,012	0,054	0,050	0,18	0,17	0,47	0,43	1,06	0,75	1.54	0,89	3,10	1,3	6,10	1,9	9,63	2,3
0,015	0,067	0,062	0,22	0,20	0,56	0,50	1,21	0,76	1,80	0,92	3,52	1,3	6,93	1,9	11,2	2,4
0,017	0,076	0,070	0,25	0,23	0,61	0,51	1,30	0,78	1,88	0,93	3,78	1,4	7,45	1,9	11,8	2,5
0,020	0,09	0,083	0,30	0,27	0,66	0,52	1,42	0,79	2,06	0,95	4.15	1,4	8,20	2,0	12,9	2,5
0,022	0,10	0,092	0,33	0,30	0,70	0,53	1,50	0,81	2,18	0,96	4,38	1,4	8,63	2,0	13,6	2,5
0,025	0,11	0,101	0,37	0,34	0,76	0,54	1,62	0,82	2,35	0,99	4,71	1,4	9,28	2,0	14,6	2,6
0,027	0,12	0,103	0,40	0,37	0,79	0,54	1,69	0,83	2,51	1.0	4,92	1,5	9,90	2,1	15,3	2,6
0,030	0,13	0,104	0,44	0,40	0,84	0,55	1,79	0,83	2,60	1,0	5,23	1,5	10,3	2,1	16,3	2,7
0,033	0,15	0,106	0,46	0,40	0,89	0,56	1,89	0,84	2,75	1,0	5,52	1 5	11,2	2,1	17,2	2,7
0,035	0,16	0,107	0,48	0,41	0,92	0,56	1,96	0,85	2,84	1,0	5,71	1,5	11,3	2,1	17,8	2,7
0,037	0,17	0,108	0,49	0,41	0,95	0,57	2,02	0,86	2,93	1,1	5,89	1,5	11,6	2,2	18,3	2.8
0,044	0,21	0,11	0,54	0,42	1,07	0,59	2,24	0,87	3,24	1,1	6,50	1,6	12,8	2,2	20,3	2,8
0,050	0,23	0,12	0,58	0,43	1,12	0,59	2,40	0,89	3,48	1,1	7,00	1,6	13,8	2,2	21,8	2,9
0,055	0,25	0,15	0,63	0,43	1,23	0,61	2,56	0,91	3,72	1,1	7,47	1,6	14,7	2,3	23,3	2,9
0,062	0,27	0,17	0,66	0,44	1,27	0,61	2,72	0,92	3,94	1,1	7,91	1,6	15,6	2,3	24,6	3,0
0,069	0,31	0,21	0,70	0,45	1,35	0,62	2,89	0,93	4,19	1,2	8,40	1,7	16,6	2,4	26,2	3,0
0,075	0,33	0,29	0,74	0,45	1,42	0,63	3,03	0,94	4,39	1,2	8,80	1,7	17,4	2,4	27,4	3,0

0,081	0,34	0,30	0,77	0,46	1,48	0,64	3,20	0,96	4,60	1,2	9,20	1,7	18,2	2,4	28,7	3,1
0,087	0,36	0,31	0,80	0,46	1,54	0,64	3,30	0,97	4,78	1,2	9,60	1,7	18,9	2,5	29,9	3,1
0,094	0,37	0,31	0,84	0,47	1,62	0,65	3,45	0,98	4,96	1,2	10,0	1,7	19,8	2,5	31,2	3,2
0,100	0,39	0,32	0,87	0,48	1,67	0,66	3,57	0,99	5,17	1,3	10,4	1,8	20,5	2,5	32,3	3,2
0,125	0,44	0,32	1,00	0,49	1,90	0,68	4,06	1,0	5,88	1,3	11,8	1,8	23,3	2,6	36,7	3,3
0,150	0,49	0,33	1,10	0,50	2,10	0,69	4,50	1,0	6,52	1,3	13,1	1,8	25,8	2,6	40,7	3,4
0,175	0,53	0,34	1,20	0,51	2,30	0,71	4,92	1,1	7,12	1,3	14,3	1,9	28,2	2,7	44,5	3,4
0,200	0,57	0,35	1,30	0,52	2,48	0,72	5,31	1,1	7,68	1,3	15,5	1,9	30,4	2,7	45,5	3,5
0,225	0,61	0,35	1,39	0,53	2,66	0,73	5,68	1,1	8,22	1,4	16,6	1,9	32,6	2,7	49,9	3,6
0,250	0,65	0,36	1,47	0,54	2,92	0,75	6,03	1,1	8,73	1,4	17,6	1,9	33,8	2,8	54,5	3,6
0,275	0,69	0,36	1,56	0,55	2,98	0,76	6,51	1,1	9,23	1,4	18,5	2,0	36,5	2,9	57,6	3,7
0,300	0,72	0,37	1,63	0,55	3,13	0,77	6,69	1,2	9,69	1,4	19,5	2,0	38,8	2,9	63,4	3,8
0,325	0,76	0,37	1,71	0 56	3,28	0,78	6,96	1,2	10,2	1,4	20,4	2,0	40,2	2,9	66,2	3,8
0,350	0,79	0,38	1,78	0,57	3,42	0,78	7,31	1,2	10,6	1,4	21,3	2,0	41,9	3,0	68,8	3,9
0,375	0,82	0,38	1,86	0,57	3,56	0,79	7,60	1,2	11,0	1,5	22,1	2,0	43,6	3,0	69,5	3,9
0,400	0,85	0,38	1,93	0,58	3,69	0,80	7,90	1,2	11,4	1,5	23,0	2,0	45,2	3,0	71,6	3,9
0,425	0,88	0,39	2,00	0,58	3,80	0,80	8,16	1,2	11,8	1,5	23,8	2,0	46,8	3,1	73,7	3,9
0,450	0,91	0,39	2,06	0,59	3,95	0,81	8,43	1,2	12,5	1,5	24,6	2,1	48,4	3,1	75,0	3,9
0,475	0,94	0,39	2,13	0,59	4,07	0,82	8,70	1,2	12,6	1,5	25,3	2,1	50,0	3,2	78,2	3,9
0,500	0,97	0,40	2,19	0,60	4,19	0,83	8,90	1,2	13,0	1,5	26,1	2,2	51,5	3,2	80,0	3,9
0,525	1,00	0,40	2,25	0,60	4,30	0,83	9,21	1,3	13,4	1,5	26,8	2,2	52,8	3,2	82,0	3,9
0,550	1,02	0,40	2,31	0,60	4,43	0,84	9,46	1,3	13,7	1,5	27,6	2,2	54,0	3,2	84,0	3,9
0,570	1,05	0,41	2,37	0,61	4,54	0,84	9,70	1,3	14,1	1,6	28,3	2,2	55,4	3,2	86,0	3,9
0,600	1,08	0,41	2,43	0,61	4,66	0,85	9,94	1,3	14,4	1,6	28,9	2,3	56,5	3,2	88,0	3,9
0,625	1,11	0,41	2,50	0,62	4,76	0,85	10,2	1,3	14,7	1,6	33,6	2,3	57,6	3,2	89,5	3,9
0,750	1,22	0,42	2,76	0,63	5,28	0,87	11,3	1,3	16,4	1,6	36,8	2,3	63,0	3,2	98,0	3,9
0,875	1,34	0,43	3,01	0,65	5,78	0,90	12,4	1,4	17,9	1,7	39,7	2,3	68,1	3,2	106	3,9
1,000	1,44	0,44	3,25	0,66	6,23	0,92	15,10	1,4	19,1	1,7	42,5	2,3	72,7	3,2	112	3,9
1,25	1,63	0,45	3,99	0,69	7,12	0,97	16,90	1,4	21,4	1,7	47,6	2,3	81,4	3,2	127	3,9
1,50	1,81	0,46	4,10	0,70	7,80	0,97	18,46	1,4	23,4	1,7	52,1	2,3	89,0	3,2	139	3,9
1,75	1,98	0,47	4,50	0,71	8,45	0,97	19,95	1,4	25,3	1,7	56,2	2,3	96,0	3,2	150	3,9
2,0	2,14	0,48	4,68	0,71	9,46	0,97	21,38	1,4	27,1	1,7	60,0	2,3	103	3,2	160	3,9
2,5	2,42	0,48	5,37	0,71	10,10	0,97	23,90	1,4	30,2	1,7	67,2	2,3	115	3,2	179	3,9
3,0	2,65	0,48	5,88	0,71	11,09	0,97	26,18	1,4	33,1	1,7	73,6	2,3	126	3,2	196	3,9
3,5	2,85	0,48	6,35	0,71	11,95	0,97	28,20	1,4	35,8	1,7	79,5	2,3	136	3,2	212	3,9
4,0	3,06	0,48	6,80	0,71	12,70	0,97	30,20	1,4	38,2	1,7	85,0	2,3	146	3,2	226	3,9
4,5	3,26	0,48	7,20	0,71	13,5	0,97	32,00	1,4	49,0	1,7	90,1	2,3	150	3,2	241	3,9
5,0	3,43	0,48	7,60	0,71	14,3	0,97	33,80	1,4	42,8	1,7	95,0	2,3	163	3,2	254	3,9

Сортамент труб	Трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732-58															
Усл. проход	100		125		150		200		250		300		350		400	
Нар. диам., *мм*	108×5		133×5,5		159×5,5		219×7		273×9		325×10		377×10		426×11	
Внутр., диам., *мм*	98		122		148		205		255		305		375		404	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* труб	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м*³/*час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	14,8	3,0	26,8	4,1	45,5	5,5	110	8,7	198	11,8	322	15,3	493	20,4	689	22,8
0,011	15,6	3,1	28,3	4,2	48,0	5,5	116	8,8	209	11,9	340	15,5	521	20,7	728	23,1
0,012	16,5	3,1	29,6	4,3	50,5	5,6	122	8,9	220	12,1	357	15,7	547	21,0	765	23,4
0,015	18,7	3,2	33,7	4,4	57,3	5,8	138	9,2	250	12,5	405	16,2	622	21,7	869	24,1
0,017	19,8	3,2	36,2	4,4	61,6	5,9	149	9,4	268	12,7	436	16,4	668	22,0	932	24,6
0,020	22,0	3,3	39,8	4,5	67,5	6,0	163	9,6	294	13,1	478	16,8	733	22,5	1024	25,2
0,022	23,3	3,4	42,0	4,6	71,3	6,1	172	9,7	311	13,2	505	17,1	773	23,1	1081	25,7
0,025	25,0	3,4	45,2	4,7	76,7	6,2	185	9,9	334	13,4	543	17,3	832	23,2	1163	26,0
0,027	26,1	3,5	47,2	4,7	80,2	6,3	193	10,0	349	13,6	567	17,6	869	23,6	1215	26,3
0,030	27,7	3,5	50,1	4,8	85,2	6,4	205	10,1	370	13,8	602	17,8	923	23,9	1290	26,7
0,033	29,3	3,6	52,9	4,9	89,9	6,5	214	10,2	392	14,0	636	18,0	975	24,2	1359	27,0
0,035	30,3	3,6	54,7	4,9	93,0	6,5	224	10,4	405	14,2	658	18,2	1005	24,4	1409	27,2
0,037	31,3	3,6	56,5	5,0	96,0	6,6	231	10,4	422	14,3	679	18,4	1041	24,6	1455	27,5
0,044	34,5	3,7	62,4	5,1	106	6,7	255	11,0	462	14,6	740	18,8	1150	25,2	1605	28,2
0,050	37,1	3,8	67,1	5,2	115	6,8	275	11,0	496	14,8	806	19,2	1236	25,7	1728	28,8
0,056	39,6	3,9	71,6	5,3	122	7,0	293	11,1	530	15,1	860	19,5	1319	26,1	1842	29,2
0,062	42,0	3,9	80,6	5,4	129	7,1	311	11,2	548	15,3	912	19,8	1401	26,5	1952	29,7
0,069	44,6	4,0	84,6	5,5	137	7,2	330	11,4	597	15,6	969	20,1	1490	26,9	2076	30,0
0,075	46,8	4,0	88,4	5,6	144	7,3	346	11,5	626	15,8	1009	20,2	1565	27,2	2108	30,0
0,081	48,9	4,1	92,0	5,6	150	7,4	362	11,7	654	15,9	1062	20,6	1628	27,3	2190	30,0

0,087	51,0	4,1	96,2	5,7	157	7,5	382	11,8	681	16,1	1106	20,8	1650	27,3	2250	30,0
0,094	53,3	4,2	100	5,7	163	7,6	394	12,0	699	16,2	1156	21,0	1710	27,3	2350	30,0
0,100	55,2	4,2	114	5,9	170	7,6	408	12,1	738	16,4	1170	21,0	1780	27,3	2430	30,0
0,125	62,7	4,3	120	6,0	193	7,8	464	12,4	820	16,4	1310	21,0	1970	27,3	2720	30,0
0,150	69,6	4,4	137	6,2	216	8,0	508	12,4	895	16,4	1435	21,0	2160	27,3	2970	30,0
0,175	76,0	4,5	148	6,3	234	8,3	550	12,4	967	16,4	1500	21,0	2330	27,3	3220	30,0
0,200	82,0	4,6	159	6,4	248	8,4	586	12,4	1035	16,4	1655	21,0	2500	27,3	3445	30,0
0,225	88,0	4,7	168	6,5	265	8,5	622	12,4	1100	16,4	1708	21,0	2640	27,3	3640	30,0
0,250	93,1	4,8	169	6,5	280	8,5	649	12,4	1160	16,4	1850	21,0	2785	27,3	3850	30,0
0,275	98,3	4,9	180	6,5	294	8,5	689	12,4	1220	16,4	1940	21,0	2925	27,3	4030	30,0
0,300	103	4,9	186	6,5	307	8,5	718	12,4	1270	16,4	2030	21,0	3050	27,3	4215	30,0
0,325	109	5,0	192	6,5	319	8,5	749	12,4	1321	16,4	2110	21,0	3200	27,3	4390	30,0
0,350	113	5,0	197	6,5	332	8,5	776	12,4	1369	16,4	2195	21,0	3300	27,3	4550	30,0
0,375	117	5,0	206	6,5	343	8,5	803	12,4	1420	16,4	2270	21,0	3420	27,3	4700	30,0
0,400	120	5,0	213	6,5	355	8,5	830	12,4	1465	16,4	2340	21,0	3530	27,3	4860	30,0
0,425	124	5,0	220	6,5	366	8,5	855	12,4	1510	16,4	2410	21,0	3640	27,3	5010	30,0
0,450	127	5,0	226	6,5	376	8,5	879	12,4	1550	16,4	2480	21,0	3745	27,3	5140	30,0
0,475	131	5,0	233	6,5	386	8,5	904	12,4	1600	16,4	2557	21,0	3840	27,3	5300	30,0
0,500	134	5,0	240	6,5	396	8,5	926	12,4	1640	16,4	2620	21,0	3940	27,3	5435	30,0
0,525	138	5,0	244	6,5	407	8,5	950	12,4	1680	16,4	2683	21,0	4040	27,3	5570	30,0
0,550	141	5,0	250	6,5	416	8,5	974	12,4	1720	16,4	2750	21,0	4130	27,3	5700	30,0
0,575	144	5,0	256	6,5	425	8,5	996	12,4	1755	16,4	2810	21,0	4230	27,3	5840	30,0
0,600	147	5,0	261	6,5	433	8,5	1019	12,4	1799	16,4	2870	21,0	4320	27,3	5950	30,0
0,625	150	5,0	267	6,5	443	8,5	1040	12,4	1830	16,4	2920	21,0	4410	27,3	6090	30,0
0,750	165	5,0	292	6,5	485	8,5	1135	12,4	2010	16,4	3200	21,0	4830	27,3	6660	30,0
0,875	178	5,0	315	6,5	524	8,5	1228	12,4	2170	16,4	3480	21,0	5410	27,3	7190	30.0
1,000	190	5,0	337	6,5	560	8,5	1312	12,4	2318	16,4	3700	21,0	5570	27,3	7700	30,0
1,25	213	5,0	377	6,5	626	8,5	1470	12,4	2598	16,4	4130	21,0	6230	27,3	8600	30,0
1,50	234	5,0	413	6,5	686	8,5	1610	12,4	2840	16,4	4540	21,0	6820	27,3	8889	30,0
1,75	252	5,0	441	6,5	741	8,5	1740	12,4	3070	16,4	4890	21,0	7390	27,3	10190	30,0
2,00	269	5,0	477	6,5	790	8,5	1860	12,4	3270	16,4	5240	21,0	7890	27,3	11880	30,0
2,5	301	5,0	533	6,5	885	8,5	2079	12,4	3660	16,4	5850	21,0	8800	27,3	12900	30,0
3,0	330	5,0	584	6,5	970	8,5	2270	12,4	7010	16,4	6410	21,0	9240	27,3	13320	30,0
3,5	356	5,0	630	6,5	1049	8,5	2460	12,4	4340	16,4	6920	21,0	9650	27,3	14400	30,0
4,0	380	5,0	674	6,5	1121	8,5	2630	12,4	4625	16,4	7400	21,0	1113	27,3	15390	30,0
4,5	404	5,0	715	6,5	1189	8,5	2780	12,4	4900	16,4	7840	21,0	1182	27,3	16320	30,0
5,0	425	5,0	755	6,5	1250	8,5	2940	12,4	5175	16,4	8270	21,0	1248	27,3	17200	30,0

Таблица для расчета газопроводов низкого давления (пропано-воздушная смесь $\gamma = 1{,}6$ *кГ/нм³*, $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*)

Сортамент труб	Трубы стальные водо-газопроводные (газовые) ГОСТ 3262-55															
Усл. проход	1/2″		3/4″		1″		1 1/4″		1 1/2″		2″		2 1/2″		3″	
Нар. диам., *мм*	21,25		26,75		33,50		42,25		48,00		60,00		75,50		88,50	
Внутр. диам., *мм*	15,75		21,25		27,00		35,75		41,00		53,00		68,00		80,50	
Потери h в *мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, *м³/час* (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	0,033	0,018	0,11	0,061	0,28	0,15	0,88	0,48	1,46	0,77	2,92	1,1	5,75	1,6	9,01	2,0
0,011	0,036	0,020	0,12	0,066	0,31	0,17	0,97	0,53	1,54	0,78	3,09	1,1	6,08	1,6	9,61	2,1
0,012	0,039	0,021	0,13	0,072	0,34	0,19	1,05	0,58	1,62	0,79	3,25	1,2	6,31	1,6	10,1	2,1
0,015	0,049	0,027	0,16	0,088	0,43	0,24	1,27	0,67	1,84	0,82	3,86	1,2	7,25	1,7	11,5	2,2
0,017	0,056	0,031	0,19	0,10	0,48	0,26	1,33	0,68	1,97	0,84	3,96	1,2	7,79	1,7	12,3	2,2
0,020	0,066	0,036	0,22	0,12	0,57	0,31	1,46	0,69	2,17	0,85	4,34	1,2	8,55	1,8	13,5	2,2
0,022	0,073	0,040	0,24	0,13	0,63	0,35	1,58	0,70	2,29	0,87	4,59	1,2	9,03	1,8	14,3	2,3
0,025	0,083	0,046	0,27	0,15	0,72	0,40	1,68	0,72	2,46	0,88	4,93	1,2	9,71	1,8	15,4	2,3
0.027	0,089	0,049	0,29	0,16	0,77	0,42	1,77	0,73	2,57	0,89	5,16	1,3	10,2	1,8	16,0	2,3
0,030	0,099	0,054	0,33	0,18	0,86	0,47	1,88	0,74	2,73	0,90	5,48	1,3	10,8	1,9	17,1	2,4
0,033	0,10	0,055	0,36	0,20	0,93	0,50	1,99	0,75	2,88	0,92	5,78	1,3	11,4	1,9	18,0	2,4
0,035	0,11	0,061	0,38	0,21	0,96	0,51	2,06	0,76	2,98	0,93	5,98	1,3	11,9	1,9	18,6	2,4
0,037	0,12	0,066	0,41	0,22	0,99	0,52	2,12	0,76	3,08	0,93	6,17	1,3	12,2	1,9	19,2	2,5
0,044	0,14	0,077	0,48	0,26	1,09	0,53	2,40	0,78	3,40	0,95	6,81	1,3	13,2	2,0	21,2	2,5
0,050	0,16	0,088	0,55	0,30	1,18	0,54	2,52	0,79	3,66	0,96	7,33	1,4	14,4	2,0	22,9	2,5
0,056	0,18	0.99	0,62	0,34	1,26	0,55	2,69	0,80	3,90	0,99	7,82	1,4	15,4	2,1	24,3	2,6
0,062	0,20	0,11	0,68	0,37	1,33	0,56	2,85	0,81	4,13	1,0	8,29	1,4	16,3	2,1	25,8	2,6
0,069	0,23	0,13	0,74	0,40	1,42	0,56	3,03	0,83	4,40	1,0	8,80	1,5	17,3	2,1	27,4	2,7
0,075	0,25	0,14	0,77	0,40	1,49	0,57	3,18	0,84	4,58	1,0	9,24	1,5	18,6	2,1	28,7	2,7
0,081	0,27	0,15	0,81	0,41	1,54	0,58	3,32	0,85	4,82	1,1	9,77	1,5	19,0	2,2	30,0	2,7
0,087	0,29	0,16	0,84	0,41	1,62	0,58	3,46	0,86	5,02	1,1	10,1	1,5	19,8	2,2	31,3	2,8

0,094	0,31	0,17	0,88	0,42	1,69	0,59	3,61	0,87	5,24	1,1	10,5	1,5	20,7	2,2	32,8	2,8
0,100	0,33	0,18	0,91	0,43	1,75	0,60	3,75	0,87	5,69	1,1	10,9	1,6	21,4	2,2	33,9	2,8
0,125	0,41	0,23	1,04	0,44	1,99	0,61	4,25	0,90	6,17	1,1	12,4	1,6	24,3	2,3	38,5	2,9
0,150	0,49	0,27	1,15	0,45	2,21	0,63	4,72	0,93	6,85	1,1	13,6	1,6	27,0	2,3	42,7	3,0
0,175	0,56	0,3	1,26	0,46	2,41	0,64	5,15	0,94	7,38	1,2	15,0	1,7	29,5	2,4	46,6	3,0
0,200	0,60	0,31	1,36	0,47	2,60	0,65	5,56	0,97	8,07	1,2	16,2	1,7	31,8	2,4	49,7	3,1
0,225	0,64	0,31	1,43	0,47	2,78	0,66	5,95	0,99	8,63	1,2	17,3	1,7	34,1	2,5	53,8	3,1
0,250	0,67	0,32	1,54	0,48	2,96	0,67	6,31	1,00	9,17	1,2	18,5	1,8	36,2	2,5	56,4	3,2
0,275	0,72	0,32	1,63	0,49	3,12	0,68	6,59	1,0	9,68	1,2	19,4	1,8	39,1	2,6	60,4	3,3
0,300	0,76	0,33	1,71	0,50	3,28	0,69	7,01	1,0	10,2	1,2	20,4	1,8	40,1	2,6	63,4	3,3
0,325	0,80	0,33	1 79	0,51	3,43	0,70	7,34	1,0	10,6	1,3	21,8	1,8	41,9	2,6	66,4	3,3
0,350	0,83	0,34	1,87	0,51	3,58	0,71	7,66	1,0	11,3	1,3	22,3	1,9	43,8	2,7	69,3	3,4
0,375	0,86	0,34	1,99	0,52	3,76	0,72	7,96	1,0	11,6	1,3	23,2	1,9	45,6	2,7	72,1	3,4
0,400	0,89	0,34	2,02	0,52	3,87	0,73	8,26	1,0	12,0	1,3	24,0	1,9	47,3	2,7	74,8	3,4
0,425	0,93	0,35	2,09	0,52	4,00	0,73	8,55	1,1	12,4	1,3	24,9	1,9	48,9	2,7	77,6	3,5
0,450	0,96	0,35	2,16	0,53	4,14	0,74	8,84	1,1	12,8	1,3	25,7	1,9	50,6	2,8	79,9	3,5
0,475	0,99	0,35	2,23	0,53	4,27	0,74	9,12	1,1	13,2	1,3	26,5	1,9	52,2	2,8	82,5	3,5
0,500	1,01	0,35	2,29	0,54	4,40	0,75	9,39	1,1	13,6	1,4	27,3	2,0	53,7	2,8	84,9	3,6
0,525	1,05	0,36	2,36	0,54	4,52	0,75	9,65	1,1	14,0	1,4	28,1	2,0	55,2	2,8	87,3	3,6
0,550	1,07	0,36	2,42	0,54	4,64	0,76	9,91	1,1	14,4	1,4	28,8	2,0	56,8	2,8	89,7	3,6
0,575	1,10	0,36	2,48	0,54	4,76	0,76	10,2	1,1	14,7	1,4	29,6	2,0	58,2	2,9	92,0	3,6
0,600	1,13	0,36	2,54	0,55	4,88	0,77	10,4	1,1	15,1	1,4	30,3	2,0	59,6	2,9	94,2	3,7
0,625	1,16	0,38	2,60	0,55	4,99	0,77	10,6	1,2	15,5	1,4	31,0	2,0	61,0	2,9	96,5	3,7
0,750	1,28	0,38	2,82	0,56	5,54	0,78	11,8	1,2	17,1	1,4	34,4	2 1	67,7	3,0	107	3,8
0,875	1,41	0,38	3,08	0,57	6,01	0,78	13,0	1,2	18,7	1,5	35,7	2,1	73,9	3,0	117	3,9
1,000	1,51	0,39	3,41	0,58	6,52	0,82	13,9	1,2	20,2	1 5	40,6	2,2	79,8	3,1	125	3,9
1,25	1,71	0,39	3,87	0,60	7,41	0,85	15,8	1,3	23,0	1,5	46,1	2,2	90,0	3,2	140	3,9
1,50	1,90	0,40	4,29	0,62	8,22	0,87	17,6	1,3	25,5	1,6	48,1	2,3	98,5	3,2	154	3,9
1,75	2,08	0,41	4,69	0,64	8,98	0,89	19,2	1,3	27,8	1,6	55,4	2,3	107	3,2	166	3,9
2,0	2,24	0,42	5,06	0,65	9,69	0,91	20,7	1,4	30,0	1,6	59,3	2,3	114	3,2	178	3,9
2,5	2,55	0,43	5,74	0,67	11,01	0,92	23,4	1,4	33,5	1,6	66,2	2,3	127	3,2	199	3,9
3,0	2,83	0,44	6,34	0,69	12,25	0,97	25,7	1,4	36,7	1,6	72,5	2,3	140	3,2	218	3,9
3,5	3,09	0,46	7,05	0,71	13,05	0,97	27,7	1,4	39,6	1,6	78,4	2,3	151	3,2	235	3,9
4,0	3,34	0,48	7,54	0,71	14,2	0,97	29,6	1,4	42,4	1,6	83,7	2,3	162	3,2	252	3,9
4,5	3,57	0,49	7,98	0,71	15,0	0,97	31,4	1,4	45,0	1,6	89,0	2,3	171	3,2	267	3,9
5,0	3,84	0,49	8,42	0,71	15,8	0,97	33,2	1,4	47,3	1,6	93,9	2,3	180	3,2	281	3,9

Сортамент труб	Трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732—58															
Усл. проход	100		125		150		200		250		300		350		400	
Нар. диам., *мм*	100×5		133×5,5		159×5,5		219×7		273×9		325×10		377×10		426×11	
Внутр. диам., *мм*	98		122		148		205		255		305		357		404	
Потери в *h мм* вод. ст. на 1 *пог. м* трубы	Кол-во газа, проходящего через трубы, $м^3/час$ (левая колонка) Условная длина прямолинейной трубы при $\varepsilon = 1$ $l_{экв}$, *м* (правая колонка)															
0,010	15,5	2,7	28,0	3,7	47,6	4,8	115	7,7	207	10,5	337	13,6	517	17,0	712	20,2
0,011	16,4	2,7	29,5	3,7	50,3	4,9	121	7,8	219	10,7	356	13,8	546	17,3	763	20,6
0,012	17,2	2,8	31,1	3,8	52,1	5,0	127	7,9	230	10,8	374	14,0	574	17,5	801	20,8
0,015	19,6	2,9	35,3	3,9	60,0	5,1	145	8,2	262	11,1	436	14,5	652	18,1	911	21,5
0,017	21,0	2,9	38,0	4,0	64,5	5,2	155	8,3	281	11,4	468	14,8	700	18,4	978	22,0
0,020	23,1	3,0	41,7	4,1	70,8	5,3	171	8,5	308	11,6	514	15,1	768	18,8	1070	22,4
0,022	24,3	3,0	44,0	4,1	74,7	5,4	180	8,6	321	11,8	542	15,3	811	19,1	1133	22,8
0,025	26,2	3,1	47,3	4,2	80,4	5,5	194	8,8	350	12,0	569	15,5	827	19,2	1219	23,2
0,027	27,4	3,1	49,5	4,2	84,0	5,6	202	8,9	366	12,2	594	15,7	911	19,6	1273	23,5
0,030	29,1	3,1	52,5	4,3	89,2	5,7	215	9,0	389	12,4	631	16,0	968	19,9	1352	23,8
0,033	30,7	3,2	55,5	4,3	94,2	5,7	227	9,1	410	12,5	667	16,1	1023	20,2	1428	24,1
0,035	31,8	3,2	57,4	4,4	97,4	5,8	235	9,2	425	12,6	685	16,3	1057	20,4	1477	24,3
0,037	32,8	3,3	59,2	4,4	101	5,9	242	9,3	438	12,7	712	16,4	1091	20,6	1524	24,5
0,044	36,2	3,3	65,4	4,5	111	6,0	265	9,5	484	13,0	775	16,7	1205	21,0	1683	25,1
0,050	38,9	3,4	70,3	4,6	119	6,1	288	9,7	520	13,2	845	17,1	1295	21,4	1810	25,6
0,056	41,5	3,4	75,0	4,7	127	6,2	307	9,9	555	13,5	902	17,4	1382	21,7	1931	26,0
0,062	44,0	3,5	79,5	4,7	135	6,3	325	10,0	588	13,7	955	17,6	1465	22,1	2047	26,4
0,069	46,7	3,5	84,5	4,8	144	6,4	346	10,2	625	13,9	1016	18,0	1557	22,5	2176	26,7
0,075	49,1	3,6	87,5	4,8	150	6,5	363	10,3	656	14,1	1065	18,1	1633	22,8	2282	27,1
0,081	51,3	3,6	92,3	4,9	157	6,5	379	10,4	685	14,2	1113	18,3	1707	23,0	2384	27,4
0,087	53,4	3,7	96,5	5,0	164	6,6	395	10,5	714	14,4	1160	18,5	1778	23,2	2542	27,8

0,094	55,8	3,7	101	5,0	171	6,7	413	10,7	746	14,5	1212	18,8	1858	23,5	2596	28,0
0,100	57,8	3,7	104	5,1	177	6,7	427	10,8	773	14,7	1255	19,0	1925	23,7	2690	28,2
0,125	65,7	3,8	119	5,2	202	7,0	485	11,1	878	15,1	1426	19,5	2185	24,4	3055	29,4
0,150	72,9	3,9	132	5,4	224	7,2	539	11,4	976	15,5	1582	20,0	2426	25,0	3391	30,0
0,175	79,6	4,0	144	5,5	244	7,3	588	11,6	1064	15,9	1728	21,0	2649	26,0	3570	30,0
0,200	85,9	4,1	155	5,6	264	7,4	635	11,9	1148	16,2	1875	21,0	2760	26,0	3820	30,0
0,225	91,9	4,2	166	5,7	282	7,6	679	12,1	1228	16,5	1940	21,0	2930	26,0	4050	30,0
0,250	97,6	4,3	176	5,8	299	7,7	721	12,3	1304	16,7	2050	21,0	3090	26,0	4260	30,0
0,275	103	4,3	186	5,9	316	7,8	762	12,5	1348	16,7	2150	21,0	3240	26,0	4460	30,0
0,300	108	4,4	196	6,0	332	7,9	800	12,7	1401	16,7	2244	21,0	3390	26,0	4660	30,0
0,325	113	4,4	205	6,0	348	8,0	838	12,8	1467	16,7	2335	21,0	3530	26,0	4860	30,0
0,350	118	4,5	214	6,1	363	8,1	861	12,8	1520	16,7	2420	21,0	3660	26,0	5050	30,0
0,375	123	4,5	222	6,2	377	8,2	889	12,8	1574	16,7	2510	21,0	3780	26,0	5220	30,0
0,400	128	4,6	231	6,2	392	8,3	920	12,8	1624	16,7	2594	21,0	3910	26,0	5390	30,0
0,425	132	4,6	239	6,3	405	8,3	949	12,8	1679	16,7	2670	21,0	4035	26,0	5560	30,0
0,450	136	4,6	247	6,3	419	8,4	976	12,8	1725	16,7	2750	21,0	4150	26,0	5725	30,0
0,475	141	4,7	254	6,4	427	8,4	1020	12,8	1770	16,7	2830	21,0	4260	26,0	5885	30,0
0,500	145	4,7	262	6,4	439	8,4	1031	12,8	1820	16,7	2900	21,0	4390	26,0	6030	30,0
0,525	149	4,7	269	6,5	450	8,4	1057	12,8	1861	16,7	2970	21,0	4480	26,0	6160	30,0
0,550	153	4,8	277	6,5	460	8,4	1080	12,8	1905	16,7	3040	21,0	4580	26,0	6320	30,0
0,575	157	4,8	284	6,6	471	8,4	1100	12,8	1950	16,7	3107	21,0	4685	26,0	6460	30,0
0,600	161	4,9	290	6,7	480	8,4	1130	12,8	1990	16,7	3175	21,0	4790	26,0	6600	30,0
0,625	165	4,9	296	6,7	491	8,4	1151	12,8	2030	16,7	3240	21,0	4895	26,0	6740	30,0
0,750	182	5,0	324	6,7	536	8,4	1261	12,8	2220	16,7	3545	21,0	5350	26,0	7390	30,0
0,875	197	5,0	350	6,7	580	8,4	1362	12,8	2400	16,7	3930	21,0	5780	26,0	7960	30,0
1,00	210	5,0	374	6,7	621	8,4	1460	12,8	2570	16,7	4100	21,0	6160	26,0	8510	30,0
1,25	235	5,0	419	6,7	693	8,4	1630	12,8	2875	16,7	4580	21,0	6900	26,0	9530	30,0
1,50	258	5,0	458	6,7	758	8,4	1758	12,8	3150	16,7	5010	21,0	7550	26,0	10450	30,0
1,75	278	5,0	495	6,7	820	8,4	1925	12,8	3400	16,7	5420	21,0	8170	26,0	11300	30,0
2,0	298	5,0	530	6,7	878	8,4	2040	12,8	3640	16,7	5795	21,0	8740	26,0	12090	30,0
2,5	333	5,0	592	6,7	980	8,4	2305	12,8	4070	16,7	6485	21,0	9800	26,0	13500	30,0
3,0	364	5,0	649	6,7	1074	8,4	2520	12,8	4450	16,7	7100	21,0	10710	26,0	14790	30,0
3,5	395	5,0	700	6,7	1160	8,4	2725	12,8	4800	16,7	7650	21,0	11590	26,0	15950	30,0
4,0	421	5,0	743	6,7	1240	8,4	2915	12,8	5135	16,7	8200	21,0	12380	26,0	17080	30,0
4,5	447	5,0	795	6,7	1319	8,4	3110	12,8	5450	16,7	8670	21,0	13100	26,0	18100	30,0
5,0	470	5,0	840	6,7	1389	8,4	3260	12,8	5750	16,7	9150	21,0	13820	26,0	19090	30,0

мограмм, так и от их масштаба. По этим соображениям расчетные номограммы для каждого газа составлены для диаметров $D_у$ 15 — 100 и $D_у$ 100—600.

Номограммы рис. 12.7 и 12.8 предназначены для расчета газопроводов среднего и высокого давлений, транспортирующих природный газ с $\gamma = 0{,}73$ *кГ/м*³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*; номограммы рис. 12.9 и 12.10 — для природных, искусственных и смешанных газов с $\gamma = 0{,}79$ *кГ/м*³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*; номограммы рис. 12.11 и 12.12 для коксового газа с $\gamma = 0{,}5$ *кГ/м*³ и $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* и номограммы рис. 12.13 и 12.14 для пропано-воздушной смеси ($C_3H_8 = 45\%$ объемн.) с $\gamma = 1{,}6$ *кГ/м*³ и $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек*.

На оси абсцисс всех номограмм отложены расходы газа (в *м³/час*), на оси ординат значения $\frac{P_н^2 - P_к^2}{L}$ и на линиях диаметров эквивалентные длины при $\varepsilon = 1$ для области гидравлической шероховатости.

Кроме перечисленных номограмм на рис. 12.15 приведена номограмма, получившая распространение при расчете дальних газопроводов. Эта номограмма составлена по формуле 12.25.

Рабочие формулы, по которым составлены номограммы, приведены на соответствующих рисунках.

Пользование расчетными таблицами и номограммами пояснено на примерах.

Пример 1. Определить диаметр газопровода низкого давления, предназначенного для передачи на расстояние 1000 *м* природного газа с удельным весом 0,73 *кГ/м*³ в количестве 100 *м³/час*. Предельно допустимая потеря давления равна 50 *мм* вод. ст.

Решение. Удельная потеря давления $h = \frac{50}{1000} = 0{,}05$ *мм* вод. ст.; диаметр газопровода для ближайшего по таблице расхода газа (103 *м³/час*) составляет 125 *мм*.

Пример 2. Определить давление природного газа с $\gamma = 0{,}73$ *кГ/м*³ в конце газопровода низкого давления по следующим данным: начальное давление — 200 *мм* вод. ст.; расход газа — 108 *м³/час*; диаметр газопровода $D_у = 100$ *мм*; длина газопровода — 120 *м*; на трубопроводе имеется: гидрозатвор — 1, сборник конденсата — 2, плавных поворотов под углом 90° — 3.

Решение. 1. Из табл. 12.25 находим, что при $V = 108$ *м³/час* и $D_у = 100$ *мм* удельная потеря давления $h = 0{,}15$ *мм* вод. ст. и $l_{экв} = 4{,}1$ *м*.

2. Коэффициенты местных сопротивлений ε:

гидрозатвора $D_у$ 100 — 3,0
сборника конденсата — 2,0
плавного гнутого отвода с ∠90° и $R/d = 1$ — 0,2

$$\sum \varepsilon = 3 + 2 \cdot 2 + 0{,}2 \cdot 3 = 7{,}6.$$

3. Потеря давления в газопроводе с учетом местных сопротивлений

$$H = 0{,}15\,(120 + 4{,}1 \cdot 7{,}6) = 22{,}6 \text{ мм вод. ст.}$$

и конечное давление в газопроводе 200 — 22,6 = 177,4 *мм* вод. ст.

Пример 3. Определить диаметр газопровода среднего давления по следующим данным: длина газопровода $L = 10$ *км*; начальное давление $P_н = 4$ *ата*; конечное давление $P_к = 2$ *ата*, расход природного газа с $\gamma = 0{,}73$ *кГ/м*³ $V = 9000$ *м³/час*.

Решение.

$$1)\quad \frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{4^2 - 2^2}{10} = 1{,}2.$$

2) По номограмме рис. 12.8 находим диаметр трубы $D_у = 250$ *мм*.

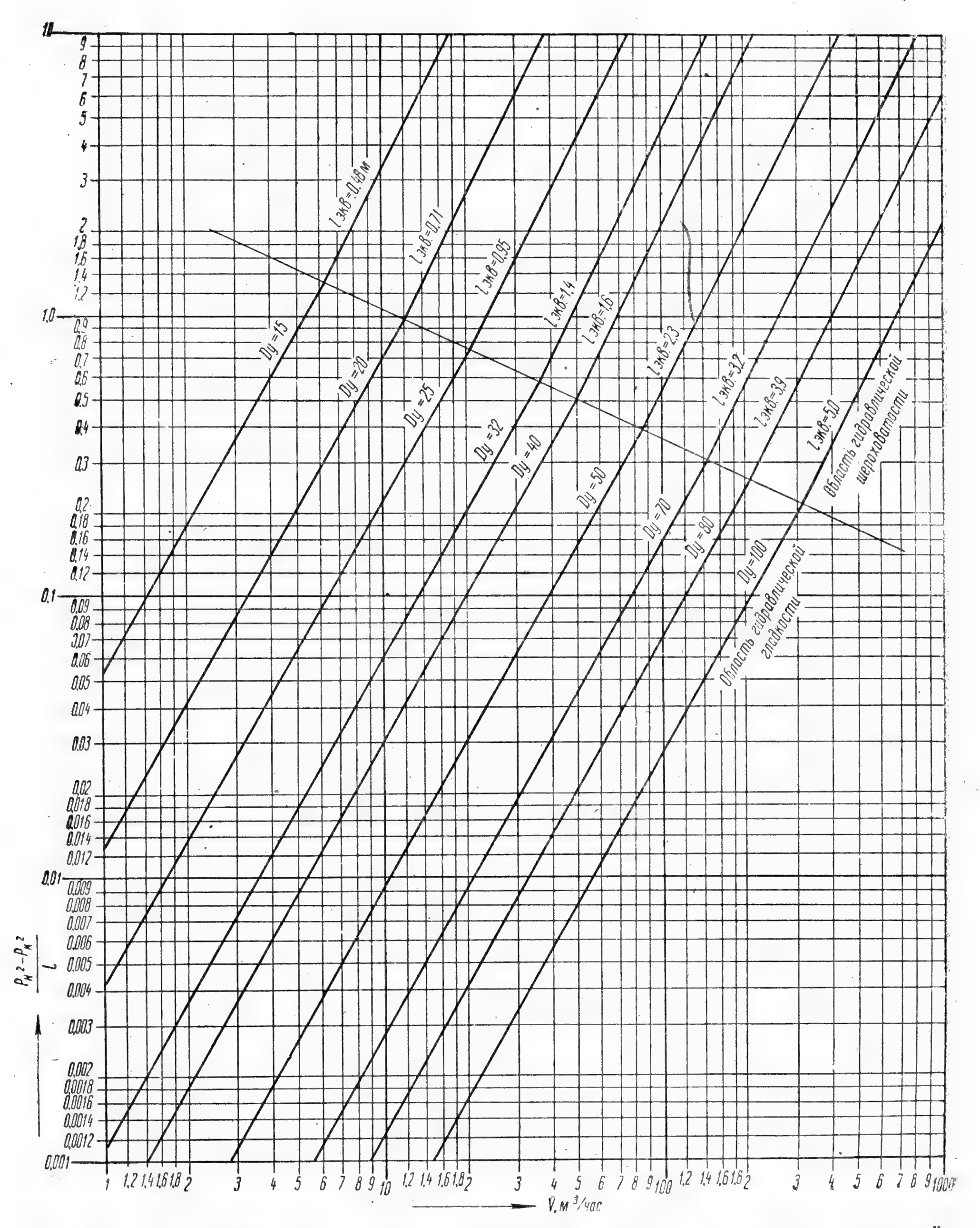


Рис. 12.7. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_у$ 15—100 *мм*.

Составлена для газа $\gamma = 0{,}73$ *кГ/м³* и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* по формулам:

область гидравлической шероховатости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0{,}336\ V^2}{d^{5,25}};$$

область гидравлической гладкости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0{,}436\ V^{1,75}}{d^{4,75}},$$

где $P_н$ — начальное давление, *ата*;
$P_к$ — конечное давление, *ата*;
L — длина, *км*;
V — расход газа, *м³/час*;
d — диаметр, *см*.

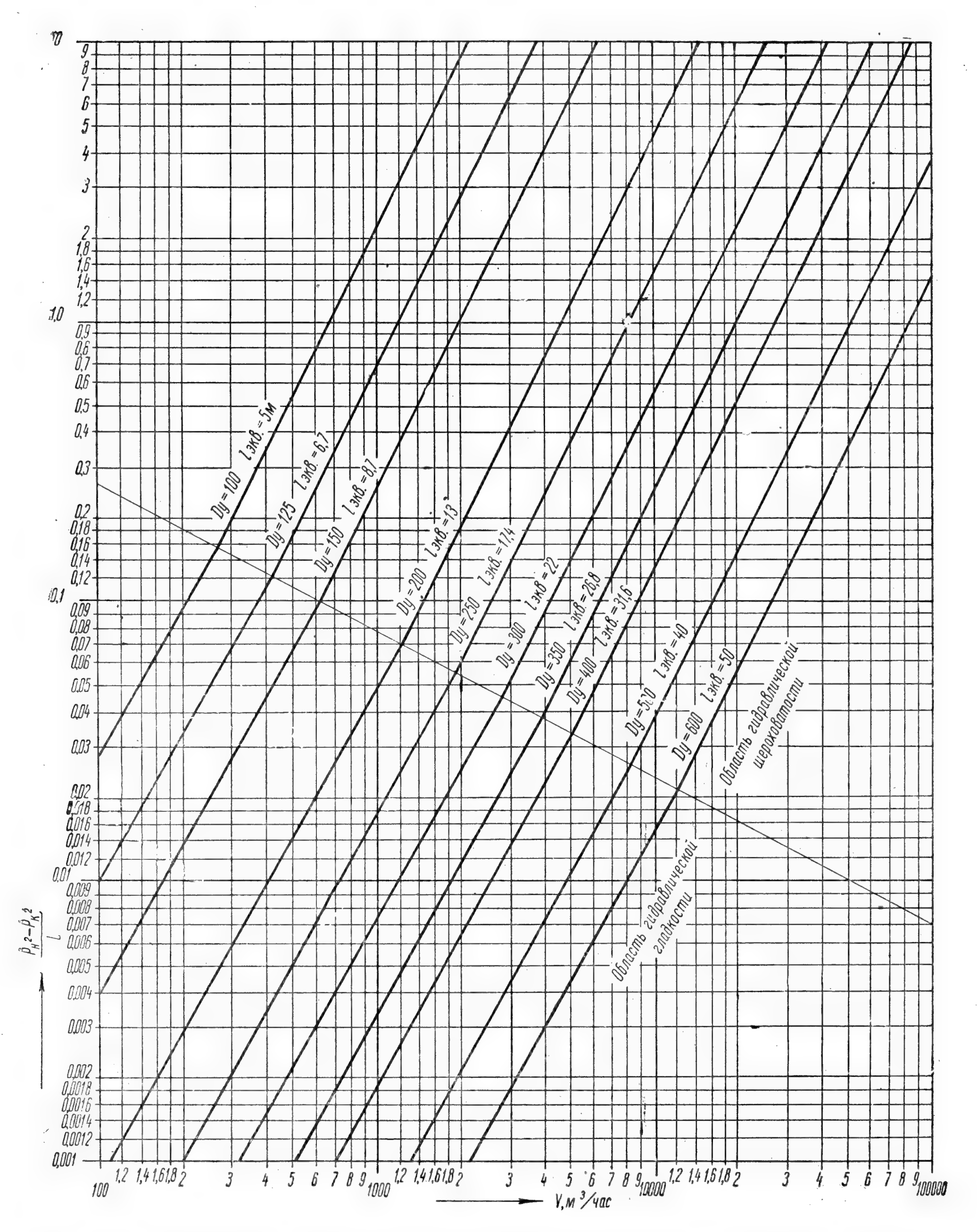


Рис. 12.8. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром D_y 100—600 *мм*

Составлена для газа $\gamma = 0{,}73$ *кГ/м*^{3} и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м*^{2}*/сек* по тем же формулам, что и номограмма рис. 12.7.

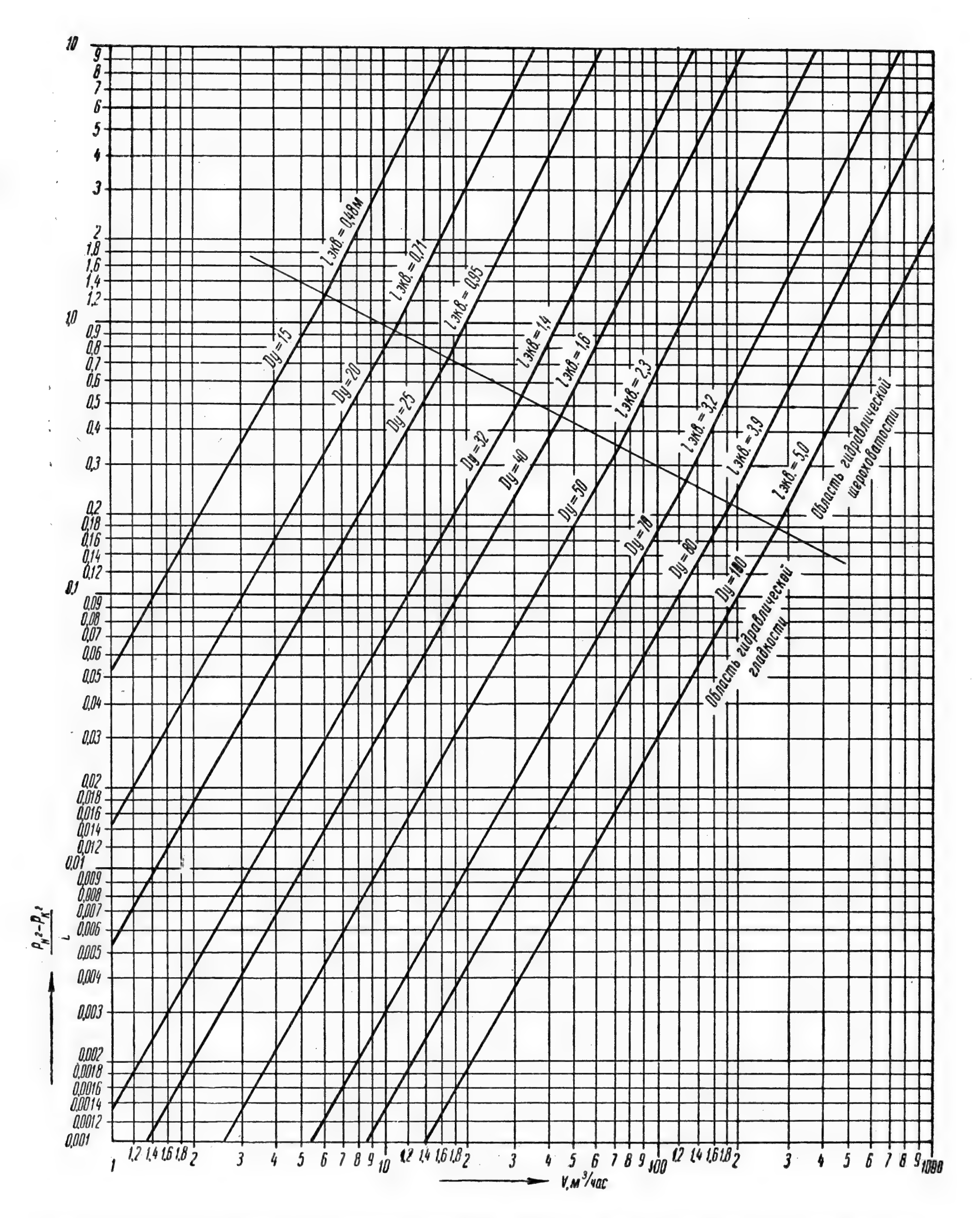


Рис. 12.9. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_у$ 15—100 *мм.*

Составлена для газа $\gamma = 0{,}79$ *кГ/м³* и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* по формулам: область гидравлической шероховатости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0{,}364\ V^2}{d^{5{,}25}}$$

область гидравлической гладкости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0{,}475\ V^{1{,}75}}{d^{4{,}75}}.$$

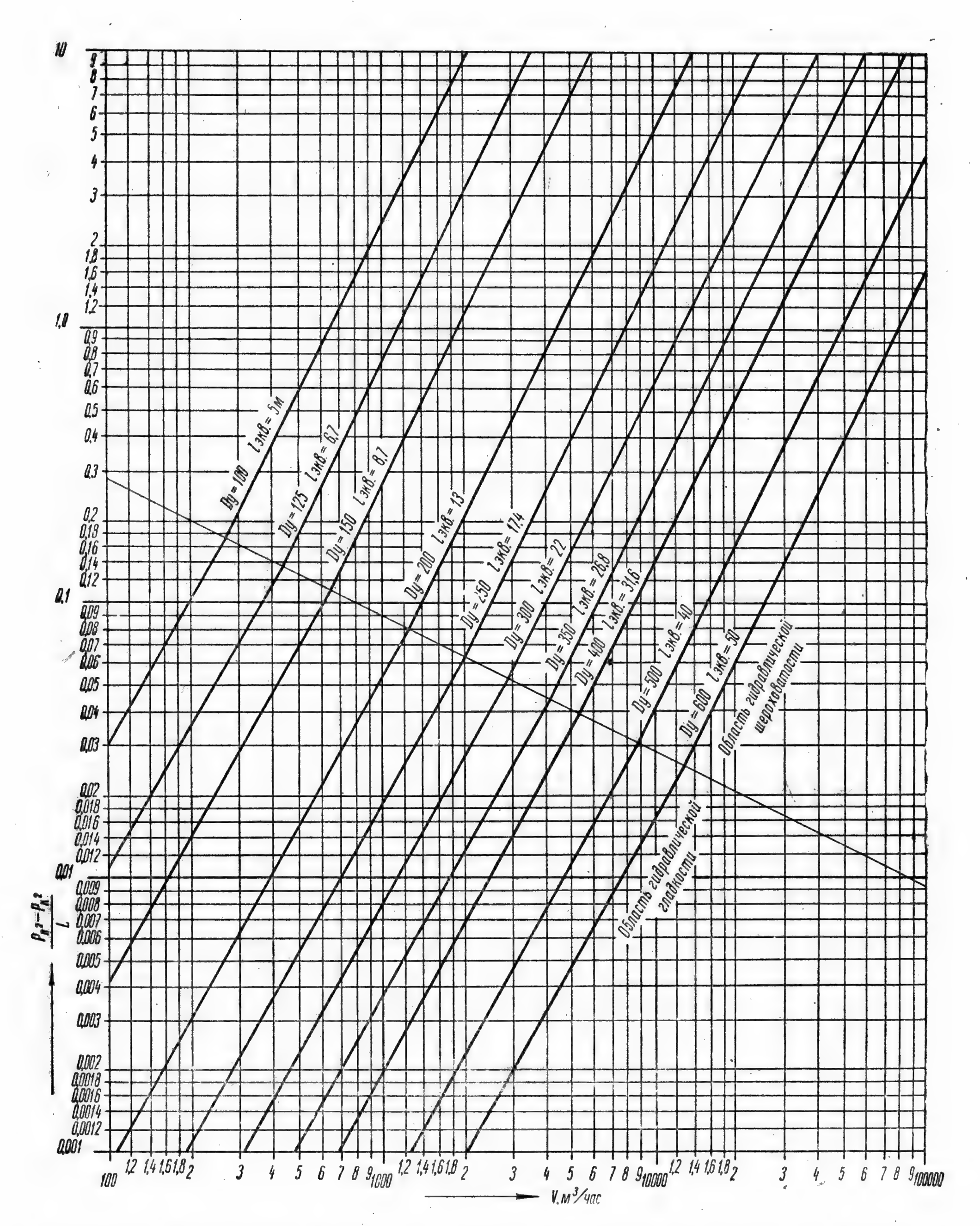


Рис. 12.10. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_у$ 100—600 *мм*. Составлена по тем же формулам, что и номограмма рис. 12.9.

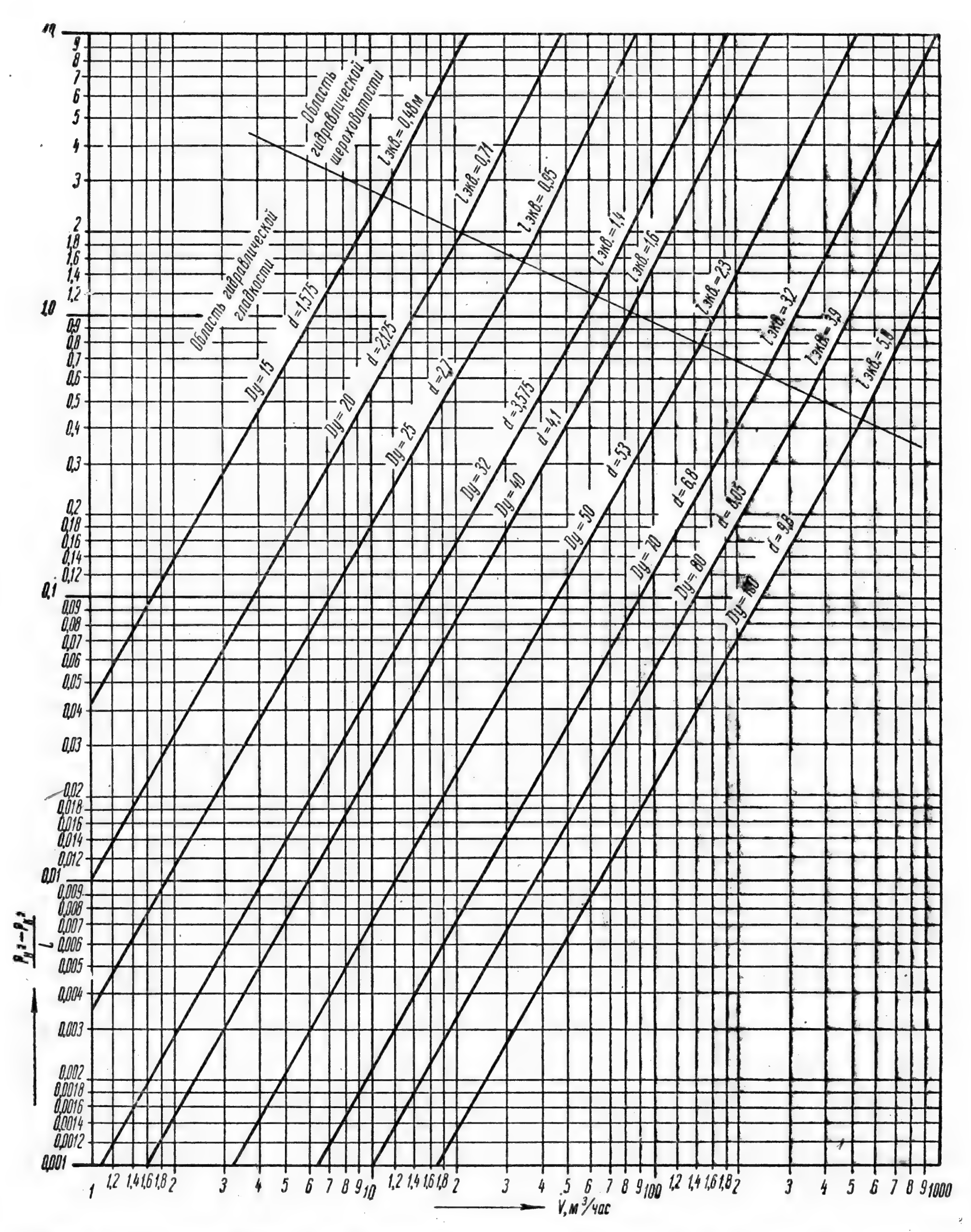


Рис. 12.11. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_у15$ — 100 *мм*.

Составлена для газа $\gamma = 0,5$ *кГ/м³* и $\gamma = 25 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* по формулам: область гидравлической шероховатости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0,239\ V^2}{d^{5,25}}$$

область гидравлической гладкости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0,353\ V^{1,75}}{d^{4,75}}.$$

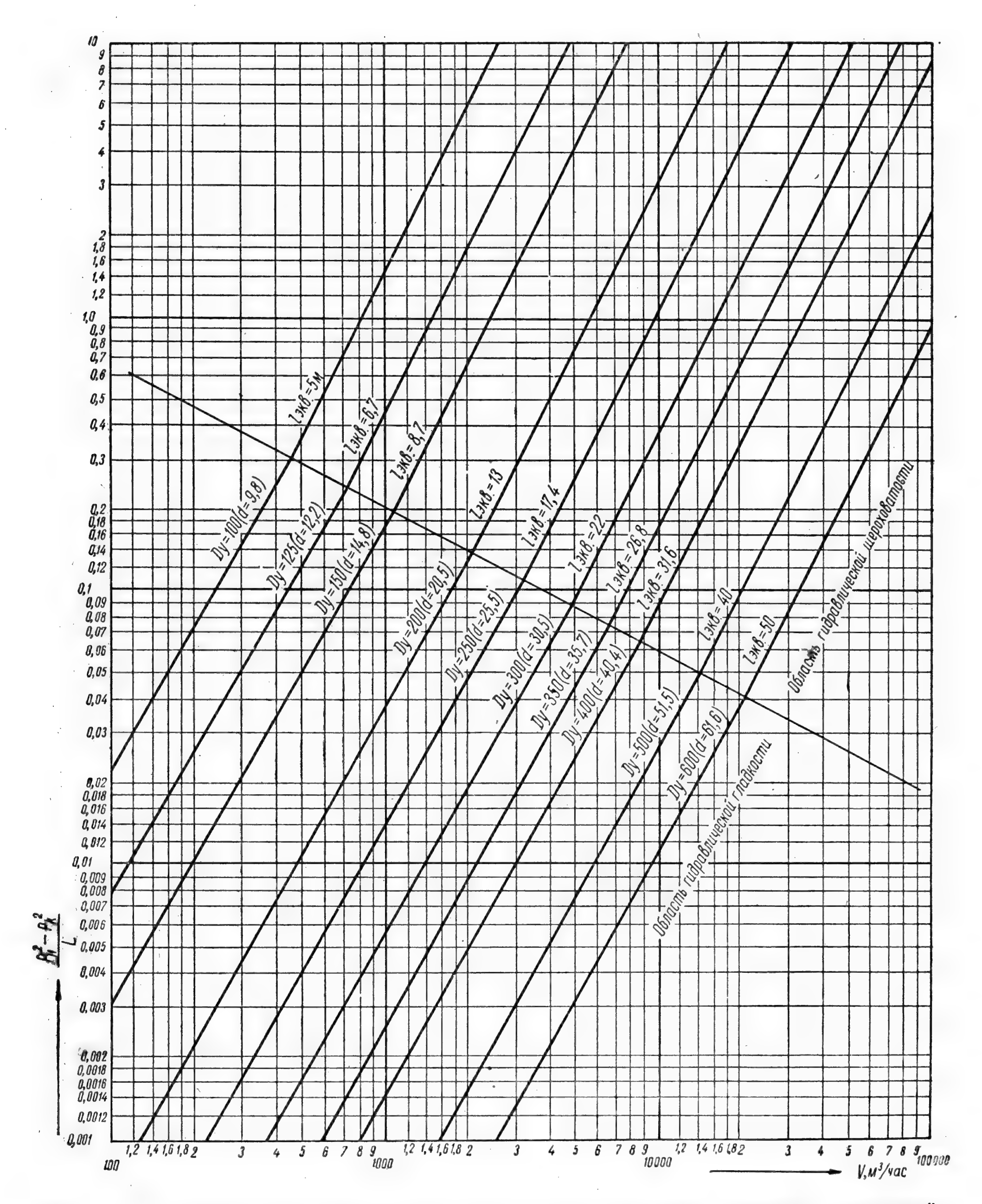


Рис. 12.12. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_{у}100$ — $D_{у}$ 600 *мм*. Составлена по тем же формулам, что и номограмма рис. 12.11.

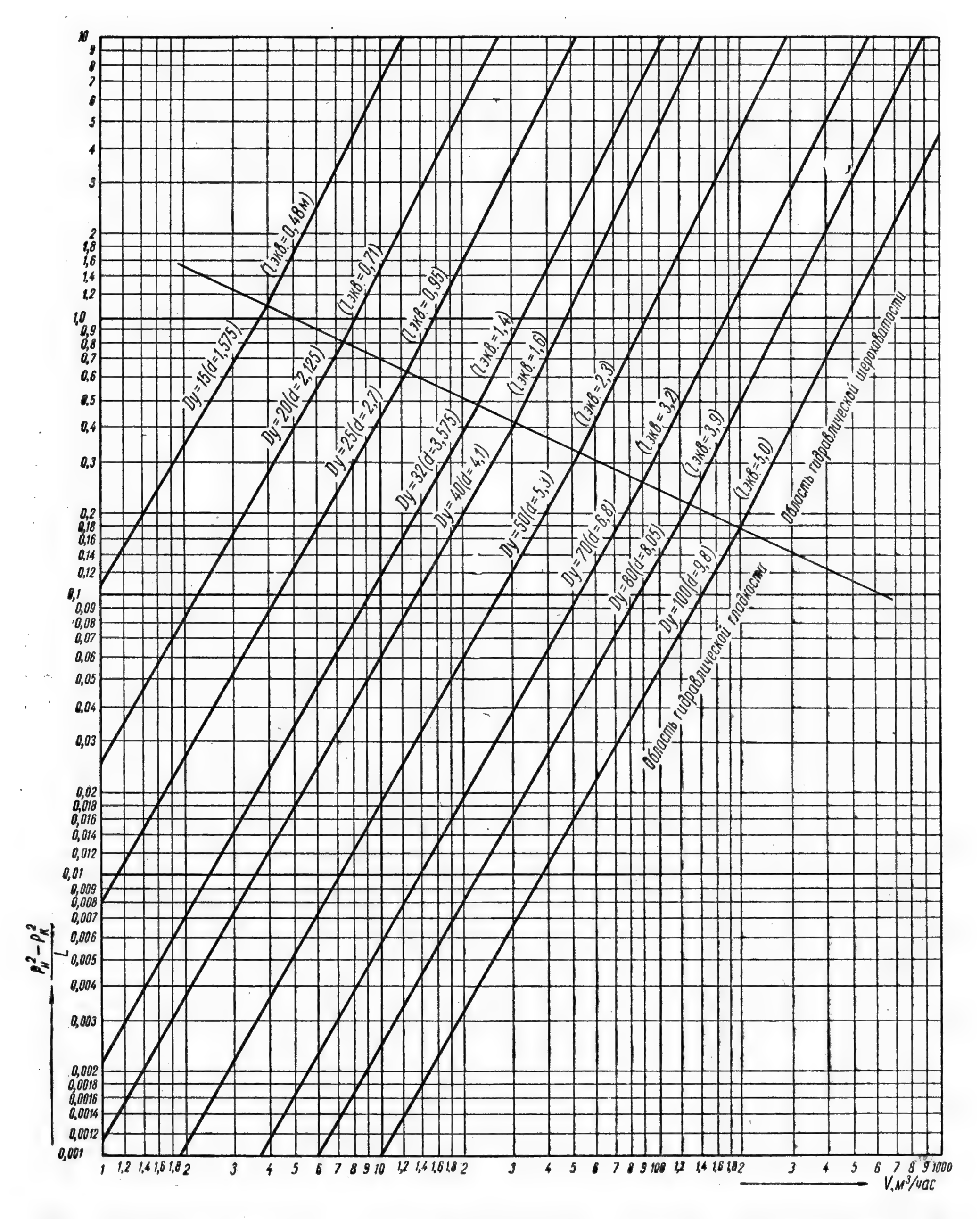


Рис. 12.13. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_у 15$ — $D_у 100$ *мм*.

Составлена для пропано-воздушной смеси (C_3H_8 — 45 % объемн.) с $\gamma = 1,6$ *кГ/м³* и $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ *м²/сек* по формулам: область гидравлической шероховатости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0,766\ V^2}{d^{5,25}}$$

область гидравлической гладкости —

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = \frac{0,894\ V^{1,75}}{d^{4,75}}$$

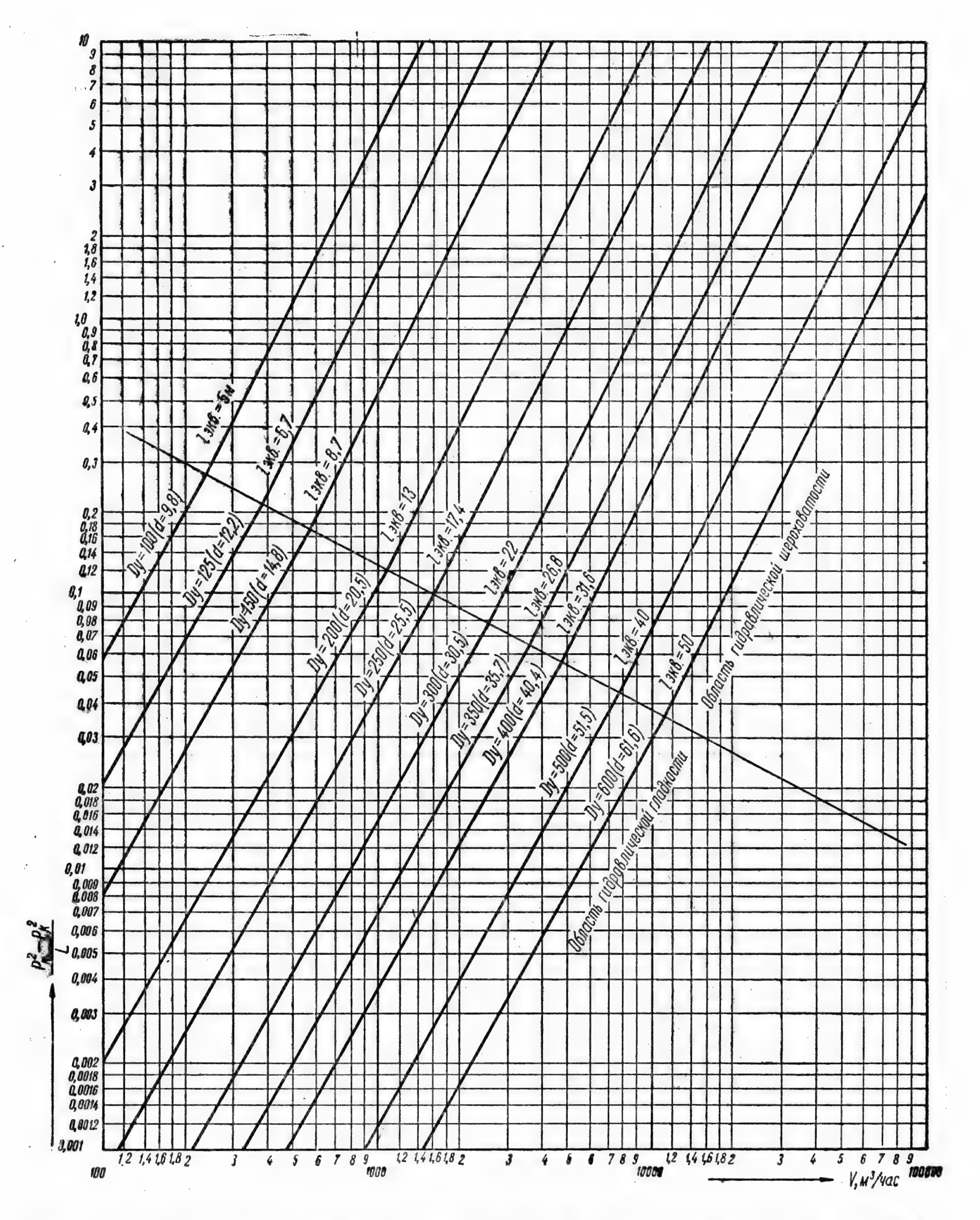


Рис. 12.14. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром $D_у 100$ — $D_у 600$ *мм*. Составлена по тем же формулам, что и номограмма рис. 12.13.

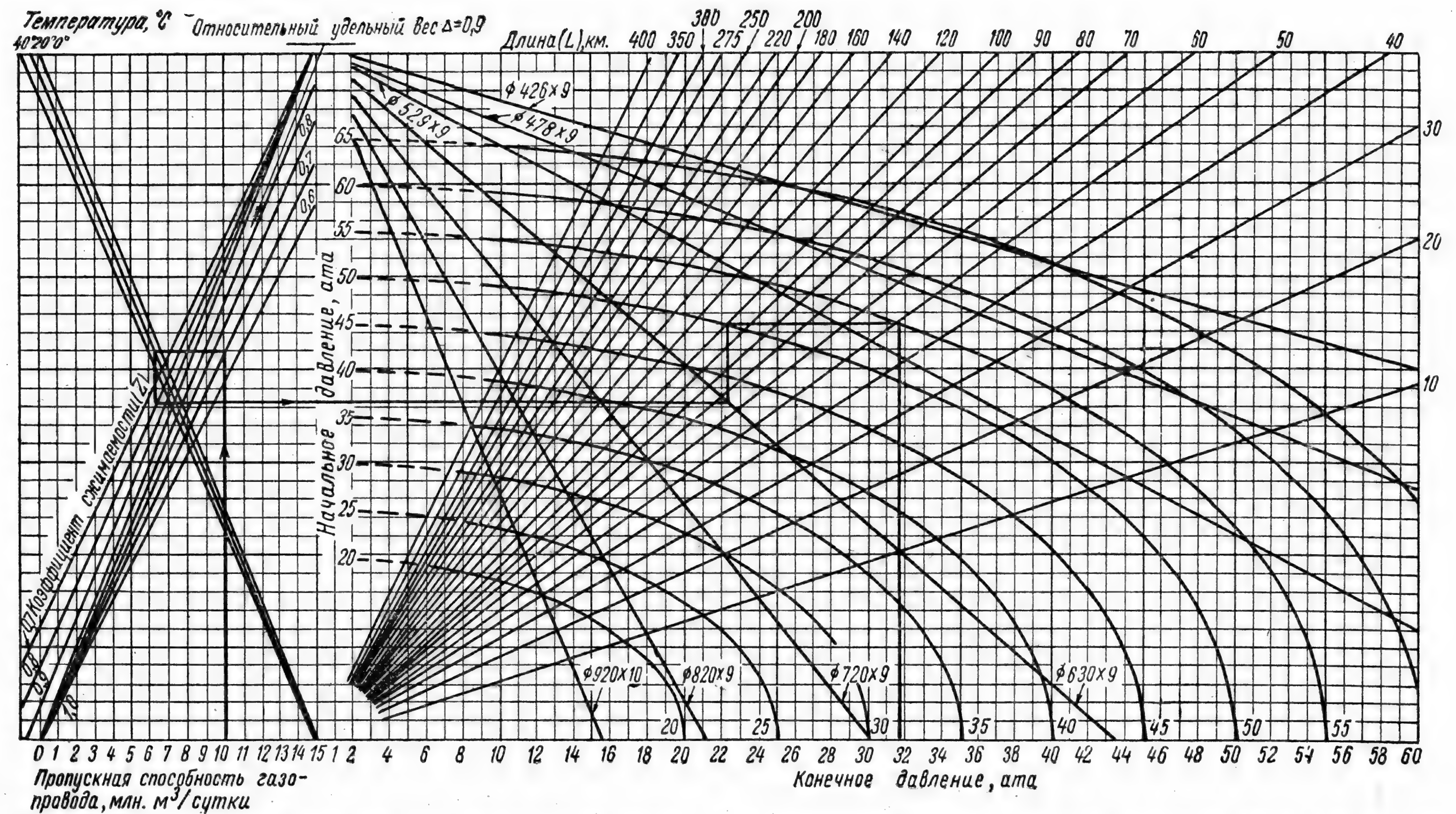


Рис. 12.15. Номограмма для расчета газопроводов высокого давления для газов различных удельных весов. Составлена по формуле 12.25.

7. Учет изменений гидростатического давления газа

При расчете газопроводов низкого давления, проектируемых в условиях резко выраженного переменного рельефа местности и в особенности при расчете вертикальных газопроводов (например стояков внутридомовых сетей), необходимо учитывать изменения давления газа при изменении высоты положения газопровода над начальной плоскостью отсчета.

Если обозначить разницу геометрических высот двух сечений газопровода через z, то разность давлений газа составит

$$\Delta H = \pm z \gamma_в (1 - S) \tag{12.41}$$

или

$$\Delta H = \pm z (\gamma_в - \gamma_г), \tag{12.42}$$

где z — разность геометрических отметок газопровода;

$\gamma_в$ — удельный вес воздуха, *кГ/м³*;

$\gamma_г$ — удельный вес газа, *кГ/м³*;

S — удельный вес газа относительно воздуха.

При этом знак плюс относится к более высоким отметкам, а знак минус к более низким отметкам по отношению к исходной плоскости.

8. Расчетные потери давлений в городских газопроводах

Потери давлений в городских газопроводах низкого давления. Основной задачей городских систем распределения газа является обеспечение эффективной и безопасной работы бытовых газовых приборов в течение всего периода их использования. Это достигается только при условии работы приборов на тепловых нагрузках, близких к номинальным величинам. *

Предельная тепловая нагрузка ** для современных приборов по опытным данным не должна превышать номинальной более чем на 20%. При значительном превышении этой величины резко снижается к. п. д. приборов, увеличивается химический недожог и ряд приборов (или их отдельные элементы) вследствие чрезмерных термических напряжений преждевременно выходят из строя.

Возрастание тепловой нагрузки сверх номинальной возможно, как за счет повышения теплотворной способности газа и изменения (уменьшения) его удельного веса, так и за счет повышения давления газа перед приборами сверх установленной величины.

Анализ используемых в городах и населенных пунктах горючих газов показывает, что изменение тепловой нагрузки газовых приборов относительно номинальных величин за счет колебания теплотворной способности газов может приниматься в пределах: при природных газах чисто газовых месторождений и газовоздушных смесях сжиженных газов $\pm 5\%$; при природных газах газонефтяных месторождений, искусственных газах (коксовый, сланцевый, нефтяной) и смешанных газах (искусственный + природный или сжиженный) $\pm 10\%$.

* Номинальная тепловая нагрузка является паспортной величиной прибора, обеспечивающей наилучшие условия его работы (минимальный химический недожог, максимальный к. п. д. и длительность работы).

** Предельная тепловая нагрузка является той максимальной величиной, при которой еще обеспечивается кратковременная работа прибора с высоким к. п. д. и в продуктах сгорания не обнаруживается опасных концентраций окиси углерода.

Допустимое кратковременное снижение тепловой нагрузки приборов не должно превышать 20% относительно номинальной величины. При большем снижении тепловой нагрузки духовые шкафы бытовых газовых плит, специальные газовые духовые шкафы предприятий общественного питания, ресторанные плиты, проточные водонагреватели и разнообразные типы печей машиностроительных и других заводов, снабжаемых газом из городских газопроводов низкого давления, работают неудовлетворительно.

Таким образом, предельные колебания тепловых нагрузок приборов за счет изменения давления газа могут приниматься: для природного газа чисто газовых месторождений и газовоздушных смесей сжиженных газов в размере $\pm 15\%$ от номинальных величин, для остальных газов $\pm 10\%$.

Суммарные потери давления в городских и внутриобъектовых газопроводах могут быть определены как разность между давлениями газа при предельной и минимальной тепловых нагрузках.

$$H = P_{\text{пр}} - P_{\text{мин}} = P_{\text{ном}} \cdot Q^2_{\text{пр}} - P_{\text{ном}} \cdot Q^2_{\text{мин}},\,^* \qquad (12.43)$$

где H — суммарная потеря давления в городских и внутриобъектовых газопроводах низкого давления, *мм* вод. ст.;

$P_{\text{пр}}$ — предельное давление, соответствующее предельной тепловой нагрузке, *мм* вод. ст.;

$P_{\text{мин}}$ — минимальное давление, соответствующее минимальной тепловой нагрузке, *мм* вод. ст.;

$P_{\text{ном}}$ — номинальное давление, соответствующее номинальной тепловой нагрузке, *мм* вод. ст.;

$Q_{\text{пр}}$ — предельная тепловая нагрузка, равная 1,15 или 1,10 номинальной тепловой нагрузки;

$Q_{\text{мин}}$ — минимальная тепловая нагрузка, равная 0,85 или 0,9 номинальной тепловой нагрузки.

Суммарные потери давлений целесообразно распределять по технико-экономическим соображениям следующим образом: в городских газопроводах низкого давления — 70 ÷ 75% от общих потерь, во внутриобъектовых газопроводах (без учета потерь давления в счетчиках) — 30 ÷ 25%.

Количественные величины расчетных потерь давления в зависимости от номинальных давлений газа перед бытовыми приборами приведены в табл. 12.30.

Приведенные потери давления во внутриобъектовых газопроводах и арматуре ($H_{\text{вн}}$) относятся только к жилым и общественным зданиям, оборудуемым стандартными бытовыми газовыми приборами. Величина потерь давлений в газопроводах, приборах и арматуре коммунальных и промышленных предприятий, снабжаемых газом из городских газопроводов низкого давления, будет большей примерно на 20—25 *мм* вод. ст. за счет дополнительных потерь в приборах (потеря давления в промышленном объемном счетчике составляет 25 *мм* вод. ст. вместо 10 *мм* вод. ст. в бытовом счетчике, потеря давления в исполнительных органах автоматики регулирования и безопасности 8—10 *мм* вод. ст.).

По этой причине номинальное давление для расчета газовых горелок коммунальных и промышленных предприятий, снабжаемых газом из городских газопроводов низкого давления, следует принимать меньшим, чем для горелок бытовых приборов, на 20—25 *мм* вод. ст.

---

* Указанная формула составлена на основании известной теоретической зависимости, связывающей давление газа с расходом или тепловой нагрузкой.

Таблица 12.30

Расчетные потери давления (округленные значения, в *мм* вод. ст.) в городских и внутриобъектовых газопроводах низкого давления в зависимости от номинальных давлений газа перед приборами и видов горючих газов

Наименование газов	Давление газа			Потеря давления		
	номинальное, $P_{ном}$*	предельное, $P_{пр}$	минимальное, $P_{мин}$	суммарная, H	в городских газопроводах, $H_г$	во внутриобъектовых газопроводах (без счетчиков), $H_{вн}$
Природные газы чисто газовых месторождений и газовоздушные смеси сжиженных газов	100 150 200 225	132 200 265 300	72 110 145 160	50 90 120 140	35 65 85 100	15 25 35 40
Природные газы газонефтяных месторождений, искусственные и смешанные газы	100 130 200 250	120 160 240 300	80 105 160 200	40 55 80 100	30 40 55 70	10 15 25 30
Сжиженные углеводородные газы	250	300	200	100	70	30

Повышение приведенных в табл. 12.30 потерь давления допустимо в случаях:

1) уверенности в большем постоянстве теплотворной способности газа, чем принято в расчетах, точнее большем постоянстве теплового потока (отношение теплотворной способности газа к корню квадратному из его удельного веса $\left(\frac{Q_н}{\sqrt{\gamma}}\right)$;

2) при установке на городских ГРП регуляторов давления, автоматически изменяющих давление газа при изменении его расхода;

3) при установке домовых или квартирных стабилизаторов давления.

В последнем случае (при квартирных стабилизаторах) давление газа перед приборами целесообразно устанавливать в соответствии со следующей эмпирической зависимостью

$$P_{ном} = 1{,}14\frac{Q_н}{100} + 10 \text{ мм вод. ст.,} \qquad (12.44)$$

где $P_{ном}$ – номинальное давление газа перед приборами, *мм* вод. ст.;
$Q_н$ – низшая теплотворная способность газа, *ккал/нм*³.

* Управлением газового хозяйства МКХ РСФСР в качестве номинальных давлений рекомендуются: для природных газов чисто газовых месторождений и газонефтяных месторождений, а также для паровоздушных смесей сжиженных газов — 200 *мм* вод. ст.; для искусственных газов (коксового, сланцевого и им аналогичных) — 130 *мм* вод. ст.; для сжиженных углеводородных газов — 250 *мм* вод. ст.

Потери давлений в городских газопроводах среднего и высокого давлений. Расчетные потери давления в городских газопроводах среднего давления могут определяться по зависимости:

$$H = P_{н} - (P_{г} + H_{вн} + H_{грп}), \qquad (12.45)$$

где H — суммарная потеря давления в городских газопроводах, *мм* вод. ст.;

$P_{н}$ — начальное давление газа в городских газопроводах среднего давления, *мм* вод. ст.;

$P_{г}$ — номинальное давление газа перед газовыми горелками, *мм* вод. ст.;

$H_{вн}$ — суммарная потеря давления во внутриобъектовых газопроводах и арматуре, включая потери до ГРП и после него, *мм* вод. ст.;

$H_{грп}$ — суммарная потеря давления в ГРП, включая газопроводы, аппараты и арматуру, *мм* вод. ст.

Величина $P_{г}$ определяется необходимостью обеспечения устойчивой работы горелок при изменении их тепловых нагрузок в три раза (нормальный диапазон регулирования тепловых нагрузок горелок многих типов котлов и печей металлообрабатывающей промышленности). Для широко распространенных в промышленности инжекционных горелок, работающих с коэффициентом избытка воздуха $\alpha \geqslant 1{,}0$, минимальное давление составляет 1000 *мм* вод. ст.*.

Соответственно давление газа при номинальной тепловой нагрузке, превышающей минимальную в три раза, составляет 9000 *мм* вод. ст.**

Суммарная невозвратимая потеря давления в наиболее удаленных ГРП ($H_{грп}$), включая газопроводы, запорную арматуру, фильтр, предохранительный запорный клапан и регулятор давления, может приниматься в пределах 3000—4000 *мм* вод. ст.

Суммарная потеря давления ($H_{вн}$) во внутриобъектовых газопроводах, арматуре и мерных диафрагмах наиболее удаленных предприятий, как правило, укладывается в пределы 1000—2000 *мм* вод. ст.

Предельно допустимые потери давления в городских газопроводах высокого давления могут определяться по зависимостям:

1. При наличии в городе газгольдерной станции высокого давления (до станции)

$$H = P_{н} - K \cdot P_{газг}. \qquad (12.46)$$

2. При отсутствии газгольдерной станции, но питании через ГРП городских газопроводов среднего давления

$$H_1 = P_{н} - K_1 P_{грп}, \qquad (12.47)$$

где H и H_1 — предельно допустимые потери давления, *кГ/см²*;

$P_{н}$ — начальное давление газа в городских газопроводах высокого давления, *кГ/см²*;

* При более низком давлении современные типы инжекционных горелок работают неустойчиво, а при давлении, меньшем 500 *мм* вод. ст., во многих горелках возникает обратный удар пламени.

** Увеличение давления как правило не должно рекомендоваться, так как давление, превышающее критическое (9 000 *мм* рт. ст.), не обеспечивает постоянства состава газовоздушной смеси при изменении расхода газа.

$P_{газг}$ — максимально допустимое давление газа в газгольдерах высокого давления, *кГ/см²*.

$P_{грп}$ — максимальное давление на выходе из ГРП конечного среднего давления, *кГ/см²*;

K и K_1 — коэффициенты, учитывающие потери давления в подводящих к газгольдерным станциям и ГРП газопроводах, а также в фильтрующей, регулирующей, предохранительной и запорной арматуре. Обычно величина K укладывается в пределы 1,15—1,2, а K_1 в пределы 1,2—1,3.

3. При отсутствии газгольдерной станции и городских газопроводов среднего давления по формуле 12.45.

9. Расчет простых газопроводов

Задачей гидравлических расчетов простых газопроводов является определение диаметра газопроводов при заданных объемах транспортируемого газа и потерях давления по длине газопровода.

В транзитных газопроводах, не имеющих ответвлений на пути, расчетный расход газа на всем протяжении остается постоянным и равным начальному заданному объему газа, поступающего в газопровод.

Расчеты транзитных газопроводов сводятся к пользованию вышеприведенными формулами, номограммами или таблицами.

Газопроводы с небольшим числом ответвлений к отдельным потребителям с заданными расходами газа v_1, $v_2 \dots v_n$ при гидравлических расчетах разбиваются на ряд расчетных участков l_1, $l_2 \dots l_n$ с постоянным расходом газа, каждый из которых рассчитывается самостоятельно как транзитный участок (рис. 12.16).

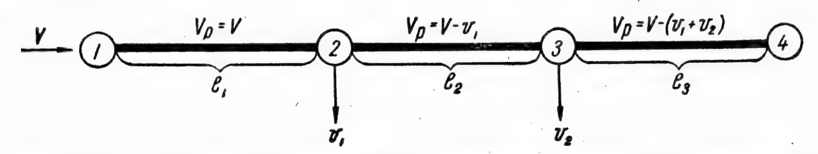


Рис. 12.16. К расчету газопроводов с небольшим числом ответвлений.

В распределительных газопроводах, питающих многочисленных потребителей, количество протекающего газа является переменным по всей длине газопровода (рис. 12.17).

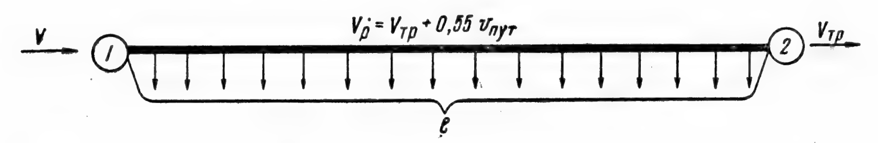


Рис. 12.17. К расчету газопроводов с большим числом ответвлений.

Выявление отдельных расчетных участков с постоянным расходом газа в этом случае затруднительно вследствие большого числа ответвлений. Поэтому при расчетах таких газопроводов вводится понятие «равномерно распределенного» расхода газа, т. е. условно принимается, что все количество газа, которое расходуется на пути газопровода, так называемый «путевой расход», равномерно потребляется на всем его протяжении.

При гидравлическом расчете равномерно распределенный расход газа на расчетном участке может быть заменен эквивалентным ему по создаваемой потере давления концевым расходом.

Если число ответвлений на расчетном участке газопровода известно, то расчетный расход газа для этого участка определяется по формуле:

$$V_{р} = V\sqrt{N}. \qquad (12.48)$$

Коэффициент $\sqrt{N}$ зависит от числа ответвлений и отношения путевого расхода к начальному объему газа, поступающего в газопровод. Формула для определения величины коэффициента $\sqrt{N}$ имеет следующий вид:

$$\sqrt{N} = \sqrt{1 - \frac{v_{пут}}{V} + \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{6n}\right)\left(\frac{v_{пут}}{V}\right)^2}, \qquad (12.49)$$

где V — начальный объем газа, поступающего в газопровод, *м³/час*;
$v_{пут}$ — путевой расход газа, *м³/час*;
n — число ответвлений.

Величины коэффициента $\sqrt{N}$ для разного числа n и различных соотношений $\frac{v_{пут}}{V}$ приводятся в табл. 12.31.

В тех случаях, когда на расчетном газопроводе с равномерно распределенным путевым расходом не представляется возможным установить действительное число ответвлений, за величину расчетного расхода газа принимается эквивалентный концевой расход, равный путевому расходу с коэффициентом 0,55, т. е. $V_{р} = 0{,}55\, v_{пут}$.

Коэффициент 0,55 вычислен в результате аналитического исследования движения газа на участке трубопровода с непрерывным, равномерным путевым расходом, при котором потеря давления составляет всего одну треть от той потери, которая имела бы место, если бы весь расход был сосредоточен в конце трубы. Отсюда следует, что расчетный расход газа должен быть принят:

$$V_{р} = \sqrt{\frac{1}{3}} \cdot v_{пут} \approx 0{,}55\, v_{пут}. \qquad (12.50)$$

При одновременном пропуске и транзитного расхода $V_{тр}$ и путевого $v_{пут}$ величина расчетного расхода $V_{р}$ обычно исчисляется по формуле:

$$V_{р} = V_{тр} + 0{,}55\, v_{пут}. \qquad (12.51)$$

После определения расчетного расхода газа гидравлический расчет газопровода с путевым расходом производят так же, как и для простых транзитных газопроводов. При транспортировании газа по газопроводам, состоящим из двух и более параллельных ниток, основным условием перемещения газовых потоков является равенство потери давления во всех нитках. Если параллельные нитки газопроводов выполнены из труб одного диаметра, то потоки газа распределяются пропорционально числу ниток, и таким образом гидравлический расчет сводится к расчету одной нитки с расходом газа

$$V_{р} = \frac{V}{n},$$

где n — число ниток.

Таблица 12.31

Значения $\sqrt{N}$ для разного числа ответвлений

$\frac{v_{пут}}{V}$	Число ответвлений												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20	50	100
0,01	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995
0,05	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975
0,10	0,951	0,951	0,951	0,951	0,951	0,951	0,951	0,951	0,951	0,951	0,950	0,950	0,950
0,15	0,928	0,927	0,927	0,927	0,926	0,926	0,926	0,926	0,926	0,926	0,926	0,926	0,926
0,20	0,906	0,904	0,903	0,903	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902
0,25	0,884	0,881	0,880	0,979	0,879	0,879	0,879	0,879	0,879	0,879	0,878	0,878	0,878
0,30	0,863	0,859	0,857	0,857	0,857	0,856	0,856	0,856	0,856	0,855	0,855	0,855	0,855
0,35	0,843	0,837	0,835	0,834	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833	0,832	0,832	0,831	0,831
0,40	0,825	0,816	0,814	0,812	0,812	0,811	0,810	0,810	0,810	0,810	0,809	0,809	0,808
0,45	0,807	0,796	0,793	0,791	0,790	0,789	0,789	0,788	0,788	0,788	0,787	0,786	0,786
0,50	0,791	0,777	0,773	0,772	0,769	0,768	0,767	0,767	0,767	0,767	0,765	0,764	0,764
0,55	0,775	0,759	0,753	0,751	0,749	0,748	0,747	0,746	0,746	0,746	0,744	0,743	0,743
0,60	0,762	0,742	0,735	0,731	0,729	0,728	0,727	0,726	0,726	0,725	0,723	0,722	0,722
0,65	0,749	0,725	0,717	0,713	0,711	0,709	0,708	0,707	0,706	0,706	0,703	0,702	0,701
0,70	0,738	0,710	0,700	0,696	0,693	0,691	0,689	0,688	0,687	0,687	0,684	0,682	0,681
0,75	0,729	0,696	0,685	0,679	0,676	0,673	0,671	0,670	0,669	0,668	0,665	0,663	0,662
0,80	0,721	0,683	0,670	0,663	0,659	0,657	0,655	0,653	0,652	0,651	0,647	0,645	0,644
0,85	0,715	0,672	0,657	0,649	0,644	0,641	0,639	0,637	0,636	0,635	0,630	0,627	0,626
0,90	0,711	0,661	0,644	0,635	0,630	0,627	0,624	0,622	0,620	0,619	0,614	0,610	0,609
0,95	0,708	0,653	0,633	0,623	0,617	0,613	0,610	0,608	0,606	0,605	0,599	0,595	0,594
1,00	0,707	0,646	0,624	0,612	0,606	0,601	0,598	0,595	0,593	0,592	0,585	0,580	0,579

В том случае, если диаметры газопроводов параллельных ниток различны, распределение газовых потоков осуществляется по следующей зависимости (для газопроводов низкого давления):

$$\frac{V_1^{1,75}}{d_1^{4,75}} = \frac{V_2^{1,75}}{d_2^{4,75}} = \frac{V_n^{1,75}}{d_n^{4,75}} .$$

Гидравлический расчет может быть выполнен для одной из ниток любого диаметра с соответствующим расходом газа.

Сравнительная пропускная способность газопроводов различных сечений при равных условиях в отношении длины и перепада давления приводится в табл. 12.32, где за эталон принят газопровод с условным проходом $D_у$ 100 *мм*.

Таблица 12.32

Сравнительная пропускная способность газопроводов

Диаметр, *мм*	Поперечное сечение, *см*²	Характеристика по отношению	
		к поперечному сечению	к пропускной способности
100	79,5	1,0	1,0
125	122,7	1,57	1,8
150	176,7	2,25	3,0
200	314,1	4,0	6,5
250	490,8	6,25	12,0
300	706,8	9,0	20,0
350	962,1	12,3	30,0
400	1256,6	16,0	43,0
450	1590,4	20,0	59,0
500	1963,5	25,0	79,0
600	2827,4	36,0	130,0
700	3848,5	49,0	195,0
800	5026,5	64,0	280,0

10. Расчет кольцевых сетей

В задачу гидравлического расчета замкнутой многокольцевой сети, кроме определения диаметров газопроводов, входит и установление равномерности гидравлического режима работы кольцевой сети при заданных для распределения количествах газа и перепадах давления.

Определение диаметров газопроводов и потерь давления при расчете тупиковых сетей несложно, тогда как при расчете кольцевых сетей это связано с нахождением правильного распределения по сети потоков газа, называемого увязкой сети.

Работы по расчету кольцевой сети можно подразделить на подготовительные и основные.

К подготовительным работам относятся нанесение сети на план с предварительным размещением источников ее питания (например, ГРП), определение длин расчетных участков и вычисление удельных и путевых расходов.

Работы по расчету сети состоят в выявлении условий ее работы при заданных перепадах давления и количестве источников ее питания.

Работы по расчету кольцевой сети производятся в следующей последовательности.

1. По намеченной на генеральном плане города общей схеме сети определяют условия питания расчетных участков сети.

2. Определяют длины расчетных участков сети.

3. Вычисляют удельные расходы газа.

4. Определяют путевые расходы газа по расчетным участкам сети.

5. Составляют таблицу путевых расходов и расчетную схему сети с нанесением на нее необходимых для расчета данных.

6. Задаются наиболее вероятным распределением потоков газа от источников питания до самой удаленной точки газопроводной сети. При этом намечаются точки встречи потоков, или так называемые нулевые точки. Направление потоков газа обозначается на схеме стрелками.

7. Имея направление потоков, задаются их величинами. Понятно, что вычисление этих расходов следует вести от нулевых точек к пункту питания сети, т. е. идя против выбранных направлений движения газа.

8. Зная расчетные расходы газа и допустимую удельную потерю давления, намечают диаметры газопроводов.

9. Зная расходы газа по участкам сети и намеченные предварительно диаметры газопроводов, вычисляют потери давления по каждому расчетному участку.

10. Суммируя потери давления по полукольцам, проверяют равенства потерь давления.

Если эти условия при выбранных потоках, расходах газа и диаметрах труб оказываются выполненными, т. е. если в намеченных ранее точках встречающихся потоков имеется одинаковое давление, то расчет можно считать законченным.

В большинстве случаев предварительное распределение расходов газа по кольцевой сети не является правильным, вследствие чего в каждом кольце сети сумма потерь давления, вычисленная с учетом направления потоков, не равна нулю, а имеет некоторую величину, называемую невязкой.

Уменьшение невязок до практически приемлемых величин достигается некоторым изменением принятых величин расходов газа на полукольцах, а также изменением распределения потоков газа. Указанный процесс и называется увязкой кольцевых сетей.

Величина допустимой невязки зависит от абсолютной величины суммарных потерь на полукольцах, но не должна превышать 10—15% от суммы потерь на полукольце.

При расчетах кольцевых сетей определение удельных потерь давления производится по номограммам или таблицам.

Для большей ясности выполнения работ, связанных с расчетом кольцевых сетей, и усвоения техники самого расчета каждый из перечисленных этапов рассмотрен ниже более подробно.

Определение условий питания отдельных участков кольцевых сетей. Намеченная на плане города, района или поселка газопроводная сеть представляет собой сложную по конфигурации систему связанных и примыкающих друг к другу колец и тупиковых ответвлений.

В зависимости от принятой принципиальной схемы газоснабжения, предусматривающей ту или иную систему распределения газа по городу, району или поселку, определяется начертание кольцевой сети, ее размеры, количество и местоположение источников ее питания.

В большинстве случаев система разветвленных кольцевых газопроводов применяется в сетях низкого давления, осуществляющих распределение газа между отдельными потребителями.

Отбор газа из кольцевых сетей низкого давления происходит по всей длине расчетных участков. Соответственно с этим для каждого расчетного участка газопровода, проходит ли он по уличному проезду или внутри квартала, необходимо в зависимости от застройки установить характер отбора газа из газопровода: односторонний — при расположении потребителей по одну сторону газопровода, или двухсторонний — при расположении потребителей по обе стороны газопровода.

Кроме этого, необходимо выявить расчетные участки газопроводов, не имеющих подключения потребителей и несущих только транзитные расходы газа для питания последующих участков сети.

В зависимости от условий питания потребителей участки сети по расчетной схеме подразделяются на участки с двухсторонним отбором газа, с односторонним отбором газа и транзитные.

По выявлении условий питания для каждого расчетного участка сети эти данные заносятся в общей последовательности в таблицу, именуемую таблицей путевых расходов (в графу — «питание участков» — см. табл. 12.33). Каждый расчетный участок сети ограничен узловыми точками; последние должны быть пронумерованы в порядке, общем для каждой расчетной схемы.

Таблица 12.33

Путевые расходы к расчету сети низкого давления поселка (к рис. 12.18)

Наименование расчетных участков	Длина участка, *пог. м*	Питание участков	Расчетная длина, *пог. м*	Удельный расход, $м^3/час$	Расход на участок, $м^3/час$	
					действительный	эквивалентный
11—10	230	Двустороннее	230	0,555	128	70
10—3	240	Транзитное	—	0,555	—	—
3—14	210	Двустороннее	210	0,555	117	64
14—4	230	Одностороннее	115	0,555	64	35
4—2	210	Двустороннее	210	0,555	117	64
2—3	230	Одностороннее	115	0,555	64	35
2—1	100	»	50	0,555	28	15
1—9	130	»	65	0,555	36	20
9—10	230	»	115	0,555	64	35
9—8	80	Двустороннее	80	0,555	44	24
8—7	150	»	150	0,555	83	46
7—11	230	Одностороннее	115	0,555	64	35

Узловые точки намечаются в местах разветвления газопроводов, а также в местах изменения направления или условий питания.

Определение длин расчетных участков сети. Схема многокольцевой городской сети состоит из участков, имеющих различные условия питания подключенных потребителей.

При определении длин расчетных участков сети учитываются только участки, имеющие непосредственный отбор газа.

На участках сети с двухсторонним отбором газа принимается фактическая длина участка. Для определения действительных расчетных расходов газа на участках сети с односторонним отбором газа принимается половина фактической длины участка.

Следовательно, суммарная фактическая длина всех участков сети всегда больше суммарной длины расчетных участков. Определенные таким образом длины расчетных участков сети дают возможность с боль-

шей точностью определить удельные и путевые расходы газа, при вычислении которых принимается сумма расчетных длин.

По определении длин расчетных участков эти данные заносятся в общей последовательности в таблицу путевых расходов в графу — «расчетная длина».

Вычисление удельных расходов газа. Обычно отдельные районы города различаются по характеру застройки и плотности населения. При проектировании системы газоснабжения территория города подразделяется на ряд микрорайонов, имеющих однородную застройку и плотность населения.

Расчетные расходы газа для расчета сетей исчисляются по микрорайонам.

Естественно, что сети, охватывающие отдельные микрорайоны, будут иметь различные расходы газа. Поэтому следует удельные расходы газа определять для каждого микрорайона самостоятельно.

Для этого необходимо определить расчетную суммарную длину участков сети L и расход газа в максимальный час газопотребления V в пределах соответствующего микрорайона. Отнеся расход газа на единицу расчетной длины газопроводов, получим удельный расход газа по данному микрорайону.

$$\frac{V}{L} = v_0.$$

Для участков сети, которые совпадают с границами микрорайонов, при определении удельного расхода газа по смежным микрорайонам при подсчете суммарной длины расчетных участков принимается только половина фактической длины этого участка.

Вычисленные таким образом удельные расходы газа для каждого микрорайона заносятся также в таблицу путевых расходов в графу — «удельный расход».

Определение путевых расходов. Путевой равномерно распределенный расход определяется по каждому расчетному участку сети перемножением удельного расхода на расчетную длину участка:

$$v_{\text{пут}} = v_0 \cdot l_{\text{р}}.$$

Для ускорения расчета одновременно с вычислением путевых расходов определяют и эквивалентные расходы по каждому участку, числовые значения которых заносятся в таблицу путевых расходов в соответствующие графы:

$$v_{\text{экв}} = 0{,}55\,(v_0 \cdot l_{\text{р}}).$$

Таблица путевых расходов и расчетная схема. Таблица путевых расходов (табл. 12.33) составляется до начала подготовительных работ к расчету и заполняется данными для расчета последовательно по графам в указанном выше порядке по каждому расчетному участку.

На рис. 12.18 показана расчетная схема кольцевой сети низкого давления в рабочем поселке. Расчетная схема представляет собой шесть связанных между собой колец. Подача газа в сеть производится через ГРП, подключенный к сети в узле *1*. Суммарный расчетный расход газа по сети составляет 1500 *нм³/час*. Путевые расходы показаны для каждого участка сети дробным числом (в числителе показывается полный путевой расход $v_{\text{пут}}$, в знаменателе — эквивалентный расход 0,55 $v_{\text{пут}}$). Длина участков приводится фактическая.

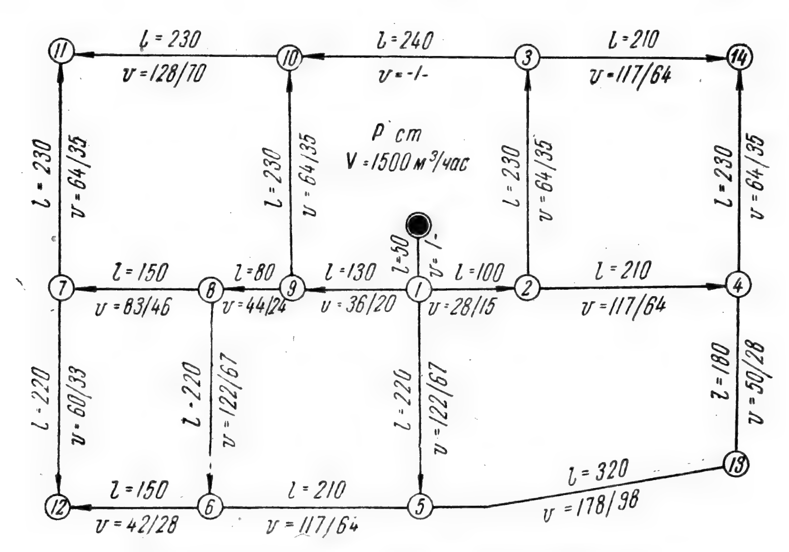


Рис. 12.18. Расчетная схема кольцевой сети.

На составлении расчетной схемы в таком виде заканчиваются подготовительные работы к расчету сети.

Расчет кольцевой сети. Расчет кольцевой сети ведется на основании уравнений равенства расходов и уравнений потерь давления в кольцах сети.

Уравнения равенства расходов составляются на основании положения, что сумма притоков газа к какому-нибудь узлу сети равна сумме расхода газа от этого узла.

Действительно, если к какому-нибудь узлу сети A (рис. 12.19) приходит часовой расход газа V_1, а от этого же узла отходят расходы V_2, V_3, V_4, то должно иметь место равенство: $V_1 = V_2 + V_3 + V_4$.

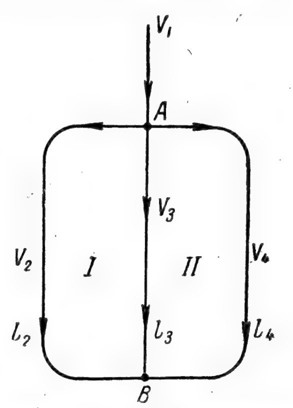


Рис. 12.19. К расчету кольцевой сети.

Уравнения равенства потерь давления составляются на основании положения, что алгебраическая сумма перепадов давлений по каждому замкнутому контуру (кольцу) равна нулю, иными словами, что встречающиеся в каком-нибудь узле сети потоки газа должны иметь для возможности встречи одинаковые давления.

Если от узла A к узлу B по левому (I) контуру протекают расходы газа V_2 и V_3 по линиям l_2 и l_3, а по правому (II) контуру расходы V_4 и V_3 по линиям l_4 и l_3, то потеря давления по линии l_2 должна быть равна потере давления по линии l_3, а потеря давления по линии l_3 должна быть равна потере давления по линии l_4. Следовательно, потери давления по линиям l_2, l_3, l_4 должны быть равны между собой.

Только при соблюдении этого условия потоки газа, отходящие от узла A, могут встретиться в узле B.

Возьмем простую двухкольцевую сеть, представленную на рис. 12.20, которая по конфигурации близко подходит к сети, показанной на рис. 12.19.

Сеть состоит из двух смежных колец 1—2—3—4 и 1—6—5—4.

Подача газа в сеть производится по подводящему газопроводу С — 1 в узловую точку I от одного ГРП.

Газ подается с удельным весом $\gamma = 0{,}73$ в количестве $V = 640$ *м³/час*. Суммарная расчетная длина сети составляет $L = 1230$ *пог. м*; следовательно, удельный расход газа для этой сети составит:

$$v_0 = \frac{640}{1230} = 0{,}52 \text{ м}^3/\text{час на 1 пог. м}.$$

В соответствии с полученным удельным расходом определены путевые и эквивалентные расходы газа по участкам сети, указанные на рис. 12.20 дробным числом. Стрелками показаны выбранные направления потоков газа. Допустимый перепад давления (H) от ГРП до наиболее удаленной точки принят равным 25 *мм* вод. ст.

Рис. 12.20. Пример расчета кольцевой сети.

По допустимой удельной потере давления намечены предварительно диаметры газопроводов по каждому участку.

Расчет сети ведется в виде следующей таблицы (см. табл. 12.34).

Приведенные в таблице удельные потери давления определены по таблице, потери давления на местные сопротивления приняты в процентах от потерь давления по длине участков.

Согласно выбранному распределению потоков газа, направления которых указаны на схеме стрелками, расчет ведется по двум замкнутым контурам (кольцам) с точками встречи потоков (нулевых точек) для I кольца в узле *5*, а для II кольца в узле *3*.

Соответственно с этим в расчетной таблице ведутся записи расчетных расходов и потерь давления по участкам.

При суммировании потерь давления по полукольцам *5—6—1* и *5—4—1* в I кольце и по полукольцам *3—2—1* и *3—4—1* во II кольце невязка потерь давления по полукольцам выражается всего лишь в 0,36 *мм* вод. ст., или 1,5% от суммарной наименьшей потери на полукольце.

Перепад давления от ГРП до конечной точки находится в заданных пределах и полностью используется. Последнее обстоятельство подтверждает правильность предварительно выбранных диаметров и распределения потоков газа, и, следовательно, конструктивно схема решена рационально. Если принять другие диаметры по участкам сети, то потребуется и иное распределение потоков газа, при котором точки встречи потоков могут передвинуться к узлу *4* либо к узлам *6* и *2*.

При этом схема получилась бы менее конструктивной и нерациональной, так как в первом случае центральный участок сети *4—1*, являющийся фактическим продолжением выхода от ГРП, был бы не загружен, а потоки газа от узла *1* к узлу *4* направлялись бы по боковым ветвям *1—6—5* и *1—2—3*, имеющим в два раза большую протяженность.

Во втором случае, наоборот, центральный участок *1—4* был бы сильно перегружен, и потоки газа от узла *1* к узлам *6* и *2*, находящимся в непосредственной близости от узла *1*, должны были бы направляться

Таблица 12.34

Расчет сети низкого давления (к расчетной схеме на рис. 12.20)

Наименование участка	Длина участка, *пог. м*	Расход газа на участке, $м^3/час$				Диаметр, *мм*	Потеря давления, *мм* вод. ст.		
		действительный	эквивалентный	транзитный	расчетный		на 1 *пог. м*	на весь участок	с учетом местных потерь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				Кольцо I					
5—6	200	104	57	—	57	100	0,047	9,40	10,34
6—1	150	78	43	104	147	125	0,086	12,90	14,19
				Суммарная потеря давления на полукольце				22,30	24,53
5—4	150	78	43	—	43	100	0,030	4,50	4,95
4—1	230	120	66	156	222	150	0,076	17,48	19,22
				Суммарная потеря давления на полукольце				21,98	24,17
				Кольцо II					
3—4	150	78	43	—	43	100	0,030	4,50	4,95
4—1	230	120	66	156	222	150	0,076	17,48	19,22
				Суммарная потеря давления на полукольце				21,98	24,17
3—2	200	104	57	—	57	100	0,047	9,40	10,34
2—1	150	78	43	104	147	125	0,086	12,90	14,19
				Суммарная потеря давления на полукольце				22,30	24,53
1—4	15	—	—	640	640	250	0,042	0,63	0,69

по значительно удлиненным путям через центральный участок, по контурам *1—4—5* и *1—4—3*.

Как в одном, так и в другом случае, при заданных в расчетном примере условиях, потребовалось бы на большей части участков увеличение диаметров газопроводов против предложенных по схеме на рис. 12.20.

Кроме рассмотренных случаев расчета, могут быть еще другие случаи с установлением точек встречи потоков на линиях между узловыми точками и передвижением их по длине участков в любом направлении, в зависимости от увязки потерь давления на полукольцах.

Для получения наилучшего решения расчет кольцевой сети ведут путем последовательных приближений и уменьшения невязок в потерях давления по полукольцам до практически приемлемых. Положенный в основу метод расчета кольцевых сетей, рассмотренный на примере расчета двухкольцевой сети, остается неизменным при любых по количеству колец сетях. Только при расчете многокольцевых сетей, с подачей газа от нескольких ГРП, следует исходить из условия, что потери давления от этих ГРП до точек раздела между зонами их действия должны быть равны. При этом необходимо помнить, что задачей гидравлического расчета кольцевой сети является не только определение

диаметров газопроводов при заданных условиях, но и решение наиболее рациональной схемы кольцевой сети и условий ее работы в период эксплуатации.

11. Расчет газопроводов жилых зданий

Жилые здания как правило снабжаются газом низкого давления, поэтому расчет их газопроводов производят по тем же формулам и таблицам, которые приведены выше для расчета городских газопроводов низкого давления.

Потери давления в местных сопротивлениях определяются по формулам или учитываются через «эквивалентную» длину прямого участка трубы, гидравлическое сопротивление которого равноценно местным сопротивлениям.

С целью сокращения объема расчетных работ определение потерь давления в местных сопротивлениях может быть без значительной ошибки заменено процентной добавкой этих потерь к линейным потерям давлений.

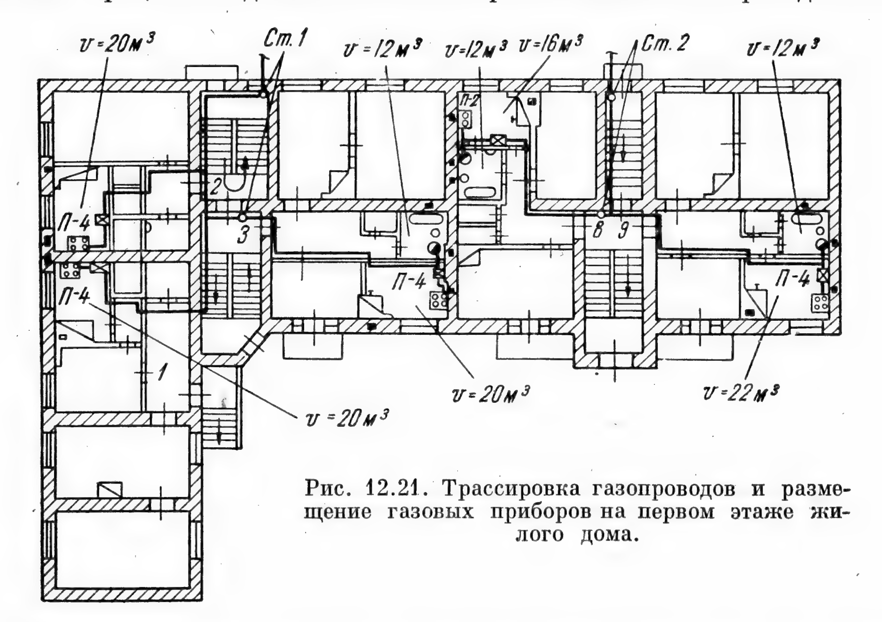


Рис. 12.21. Трассировка газопроводов и размещение газовых приборов на первом этаже жилого дома.

По многократным расчетам систем распределения газа в 2—5-этажных жилых домах старой застройки эти потери в процентах от линейных потерь составляют в среднем: для подземного дворового газопровода от уличного газопровода до ввода в здание — 20%; для стояков, включая вертикальный участок подземного газопровода на вводе в здание, — 40%; для внутриквартирной разводки с учетом кранов: при длине до 7 *м*—120%; 15 *м* —100%; 25 *м*—80%; более 25 *м* — 50%.

Кроме того, при расчете подземных дворовых газопроводов к суммарным потерям на участке, где установлен сборник конденсата, необходимо добавлять около 0,5 *мм* вод. ст. (потеря давления в сборнике конденсата), а при установке гидрозатвора — около 0,75 *мм* вод. ст.

Указанные средние процентные надбавки на местные сопротивления непригодны для газопроводов общественных учреждений и промышленных предприятий.

Для этих газопроводов потери в местных сопротивлениях должны учитываться отдельно или через эквивалентные им длины прямых участков.

Определение расчетных расходов газа в жилых зданиях производится по сумме номинальных расходов газа всеми установленными приборами с учетом коэффициентов одновременности их действия.

Номинальные расходы газа подсчитываются делением норм расхода газа в килокалориях на низшую теплотворную способность газа.

Для пояснения изложенного приводим пример расчета газопроводов и размещения газовых приборов в жилом трехэтажном 13-квартирном доме (рис. 12.21—12.26), снабжаемом газом теплотворной способностью $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3} при удельном весе $\gamma = 0{,}73$ *кГ/нм*^{3} и кинематической вязкости $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ *м*^{2}*/сек*.

Все квартиры дома имеют светлые кухни и 10 из них ванные комнаты.

В качестве газового оборудования приняты четырехконфорочные и двухконфорочные плиты и емкостные водонагреватели АГВ-80.

Основная характеристика квартир и подбор газового оборудования приведены в табл. 12.35.

Таблица 12.35

Подбор газовых приборов

Этаж	Номера квартир	Число комнат	Общая жилая площадь, *м*^{2}	Кубатура кухонь, *м*^{3}	Кубатура ванных комнат, *м*^{3}	Устанавливаемые приборы: Плита газовая четырехконфорочная	Плита газовая двухконфорочная	Автоматический газовый водонагреватель АГВ-80	Газовый счетчик с пропускной способностью 6 *м*^{3}*/час*
				Стояк № 1					
III	6	4	74	22,0	17,5	1	—	1	1
III	7	3	37	21,0	12,0	1	—	1	1
II	4	5	92	21,0	18,0	1	—	1	1
II	5	3	37	20,0	12,0	1	—	1	1
I	2	1	16	20,0	—	1	—	—	1
I	1	3	42	20,0	—	1	—	—	1
I	3	3	37	20,0	12,0	1	—	1	1
Итого:						7		5	7
				Стояк № 2					
III	12	2	30	16,0	—	—	1	—	1
III	13	3	38	21,0	12,0	1	—	1	1
II	10	2	30	16,0	9,0	—	1	1	1
II	11	3	38	20,0	12,0	1	—	1	1
I	8	2	24	16,0	12,0	—	1	1	1
I	9	3	38	22,0	12,0	1	—	1	1
Итого:						3	3	5	6
Всего:						10	3	10	13

Рис. 12.22. Трассировка газопроводов и размещение газовых приборов на втором этаже жилого дома.

Рис. 12.23. Трассировка газопроводов и размещение газовых приборов на третьем этаже жилого дома.

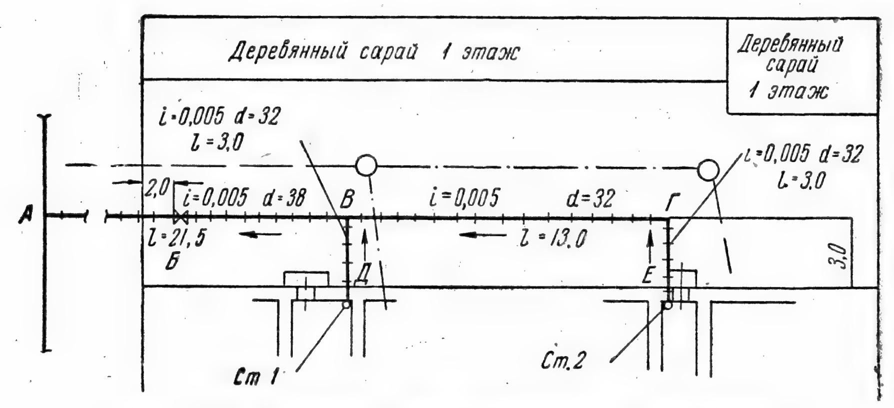


Рис. 12.24. Трассировка подземного дворового газопровода.

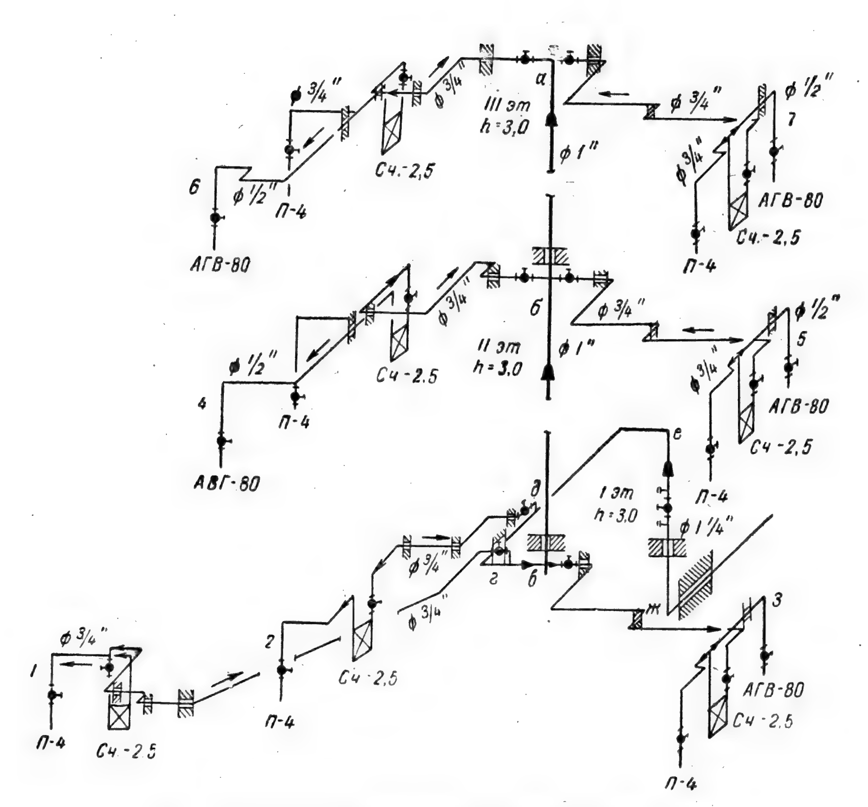


Рис. 12.25. Пространственная схема стояка № 1.

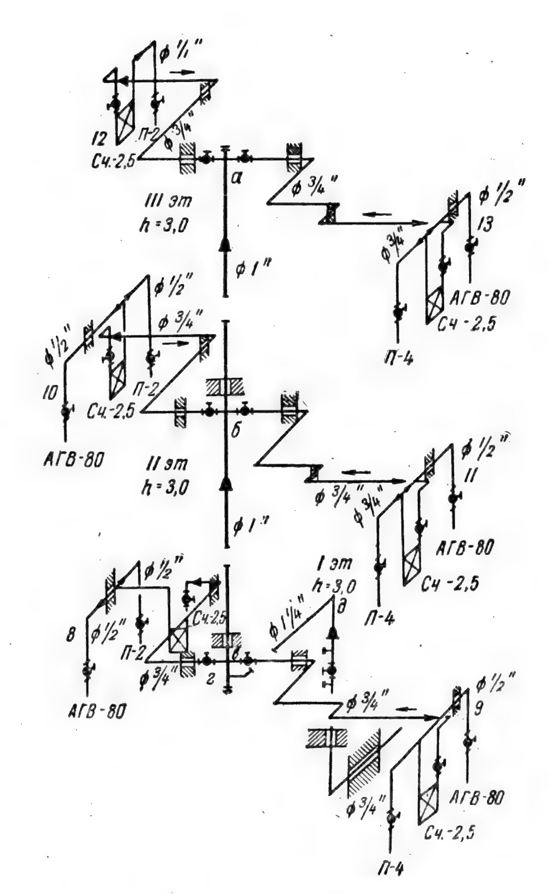


Рис. 12.26. Пространственная схема стояка № 2

С целью сокращения объема расчетных работ (при большом числе проектов) целесообразно на основании данных табл. 4.6 * и 4.28 предварительно подсчитывать расчетные расходы газа. Такие расходы для принятых типов газового оборудования приведены в табл. 12.36.

Таблица 12.36

Расчетные расходы газа теплотворной способностью $Q_{р}^{н} = 8500$ *ккал/нм³* для квартир с разным ассортиментом оборудования (округленные значения)

Число квартир	Оборудование квартир											
	1 плита четырехконфорочная			1 плита двухконфорочная			Двухконфорочная плита и водонагреватель АГВ-80			Четырехконфорочная плита и водонагреватель АГВ-80		
	Коэффициент одновременности K_0	Расчетный расход газа на одну квартиру, *нм³/час*	Общий расчетный расход газа, *нм³/час*	Коэффициент одновременности K_0	Расчетный расход газа на одну квартиру, *нм³/час*	Общий расчетный расход газа, *нм³/час*	Коэффициент одновременности K_0	Расчетный расход газа на одну квартиру, *нм³/час*	Общий расчетный расход газа, *нм³/час*	Коэффициент одновременности K_0	Расчетный расход газа на одну квартиру, *нм³/час*	Общий расчетный расход газа, *нм³/час*
1	1,0	1,2	1,2	1,0	0,71	0,71	1,0	1,42	1,42	1,0	1,90	1,9
2	0,8	1,0	2,0	0,9	0,62	1,24	0,8	1,15	2,3	0,75	1,42	2,84
3	0,63	0,76	2,3	0,73	0,52	1,56	0,63	0,9	2,7	0,58	1,10	3,30
4	0,54	0,65	2,6	0,64	0,45	1,80	0,54	0,77	3,1	0,49	0,93	3,70
5	0,48	0,58	2,9	0,58	0,41	2,0	0,48	0,68	3,4	0,43	0,82	4,1
6	0,45	0,54	3,2	0,55	0,39	2,3	0,45	0,64	3,8	0,40	0,76	4,5
7	0,43	0,52	3,6	0,53	0,38	2,7	0,43	0,61	4,3	0,38	0,72	5,0
8	0,42	0,5	4,0	0,52	0,37	3,0	0,42	0,59	4,7	0,37	0,70	5,6
9	0,41	0,49	4,4	0,51	0,36	3,3	0,41	0,58	5,2	0,36	0,68	6,1
10	0,40	0,48	4,8	0,50	0,35	3,5	0,40	0,57	5,7	0,35	0,66	6,6
11	0,39	0,47	5,2	0,49	0,35	3,8	0,39	0,56	6,1	0,34	0,65	7,2
12	0,38	0,46	5,6	0,48	0,34	4,1	0,38	0,54	6,5	0,33	0,63	7,6
13	0,37	0,45	5,9	0,47	0,33	4,3	0,37	0,53	6,9	0,32	0,61	7,9

Расчет газопроводов проводят, начиная с наиболее удаленной от городской магистрали точки.

Такой точкой в настоящем случае является газовая плита квартиры № 13, присоединяемая к стояку № 2.

При расчете квартирные газопроводы, стояки и подземные дворовые газопроводы разбивают на отдельные расчетные участки, характеризующиеся изменением расхода газа или диаметра газопровода.

По расчетным расходам и предварительно принятым диаметрам отдельных участков, пользуясь табл. 12.25, определяют линейные потери давления на 1 *пог. м* и эквивалентные длины местных сопротивлений.

Общие потери давления получают умножением удельных потерь на расчетную длину участка, представляющую сумму действительной и эквивалентной длины местных сопротивлений.

При учете местных сопротивлений в процентах от линейных потери давления получают умножением действительной длины расчетного участка

* При наличии данных завода тепловую нагрузку и расчетный расход газа следует принимать по паспортным данным завода-изготовителя газовых приборов.

на удельную потерю и на коэффициент, учитывающий местные сопротивления. Расчеты газопроводов ведутся в виде таблиц.

Таблица 12.37

Расчет газопроводов квартиры № 13

Расчетные участки	Расчетный расход газа, $м^3/час$	Принятый диаметр газопровода, дюймы	Действительная длина участка $l_д$, $м$	Сумма коэффициентов местных сопротивлений $\Sigma\varepsilon$	Эквивалентная длина $l_{экв}$, $м$	Расчетная длина участка $l_р = l_д + l_{экв}$, $м$	Потеря давления на 1 *пог. м*, *мм* вод. ст.	Общая потеря давления на участке, *мм* вод. ст.	Перечень местных сопротивлений и их величины
Плита — разветвление потока	1,2	$^3/_4$	5,5	3,5	1 5	7,0	0,081	0,57	Угольники на подводе к плите $\varepsilon = 2 \cdot 0{,}32 = 0{,}64$; кран проходной $\varepsilon = 1 \cdot 2{,}5 = 2{,}5$; угольник на опуске $\varepsilon = 0{,}32$; $\Sigma\varepsilon = 3{,}5$
Разветвление потока — выход из счетчика	1,9	1	0,6	3,8	2.2	2,8	0,06	0,17	Угольники на выходе из счетчика $\varepsilon = 2 \cdot 0{,}36 = 0{,}72$; тройник, разделяющий поток $\varepsilon = 2{,}6$; переход с 1″ на $^3/_4$″ $\varepsilon = 0{,}3$; $\Sigma\varepsilon = 3{,}8$
Счетчик-стояк	1,9	$^3/_4$	15,0	10,5	5,0	20,0	0,18	3,6	Угольники на входе в счетчик $\varepsilon = 2 \cdot 0{,}36 = 0{,}72$; переход с $^3/_4$″ на 1″ $\varepsilon = 0{,}26$; краны $\varepsilon = 2 \cdot 2{,}5 = 5$; угольники на трубопроводе $\varepsilon = 6 \cdot 0{,}32 = 1{,}92$; тройник, разделяющий поток на выходе из стояка, $\varepsilon = 2{,}6$; $\Sigma\varepsilon = 10{,}5$
Водонагреватель — разветвление потока	0,70	$^1/_2$	6,5	4,84	1,3	7,8	0,15	1,17	Угольники на подводе к водонагревателю и на опуске $\varepsilon = 3 \cdot 0{,}28 = 0{,}84$; кран проходной $\varepsilon = 4$; $\Sigma\varepsilon = 4{,}84$
Потеря давления на преодоление гидростатического напора в опусках к плите и водонагревателю $h_{гн} = 2{,}5\,(1{,}29—0{,}73)$								1,4	
Потеря давления в счетчике								8,0	
Потеря давления в трубках и арматуре плиты до сопла горелки духового шкафа								5,0	
Потеря давления в трубках и арматуре водонагревателя до сопла горелки								8,0	
Суммарные потери давления до горелки плиты								18,74	
Суммарные потери давления до горелки водонагревателя								22,34	

Расчет газопроводов квартиры № 13 приведен в табл. 12.37.

Кроме потерь давления на трение в прямых участках газопроводов и в местных сопротивлениях, учитываются потери давления на преодо-

ление гидростатического напора в опусках (при газах с удельным весом меньше воздуха), а также потери давления в трубках и арматуре газовой плиты, кранах, клапанах блокировки, регулирования и безопасности водонагревателей и счетчике.

Потери давления в рампе, трубке и кране газовой плиты принимаются по данным завода-изготовителя для газов тех характеристик, на которые она рассчитана. Если плита применяется для других газов (с изменением только горелок или сопел) установление потерь давлений должно проводиться экспериментально или расчетом.

Для приближенных подсчетов можно принимать, что потери давления в рампе, трубке и кранике составляют 4—6 *мм* вод. ст. Руководствуясь данными завода, испытаниями или расчетом, следует устанавливать и потери давления в трубках, клапанах и арматуре водонагревателей. При отсутствии таких данных приближенно потери давления можно оценивать в размере 8—10 *мм* вод. ст.

Потери давления в счетчике следует принимать по данным завода-изготовителя или приближенно в размере 8—10 *мм* вод. ст. при пропуске счетчиком номинального расхода газа.

При расчете стояков стремятся к тому, чтобы сумма линейных потерь давления и потерь на местные сопротивления при газах с удельным весом, меньшим удельного веса воздуха, приближенно компенсировалась гидростатическим напором газа.

Расчетные расходы газа для стояков (табл. 12.38) определены по данным табл. 12.36 следующим образом.

Для участка *а — б*, снабжающего газом квартиру № 13 с установленными в ней четырехконфорочной плитой и водонагревателем АГВ-80, и квартиру № 12, оборудованную только двухконфорочной плитой, расчетный расход газа составит:

$$V_р = 1{,}42 + 0{,}62 = 2{,}04 \text{ } м^3/час;$$

для участка *б — в*, снабжающего газом четыре квартиры,

$$V_р = 0{,}93 \cdot 2 + 0{,}45 + 0{,}77 = 3{,}08 \text{ } м^3/час;$$

для участка *в — г*, снабжающего газом шесть квартир,

$$V_р = 0{,}76 \cdot 3 + 0{,}64 \cdot 2 + 0{,}39 = 3{,}95 \text{ } м^3/час.$$

Приведенный в табл. 12.38 расчет стояков показывает, что колебания давления по высоте стояков для расчетных часов потребления газа незначительны и что потери давления в них скомпенсированы гидростатическим напором, и еще имеется избыточный напор для стояка № 1 в размере 3,63 *мм* вод. ст. и для стояка № 2 в размере 4,42 *мм* вод. ст. для квартир, расположенных в верхних этажах. Это показывает, что размеры стояка № 2 на участке *а — б* можно уменьшить с 1″ до 3/4″ или весь стояк выполнить из труб диаметром 1″.

Расчет дворового газопровода приведен в табл. 12.39. Суммарная потеря давления от городского газопровода до газовых горелок приборов, находящихся в худшем положении (таким является водонагреватель, расположенный в первом этаже стояка № 2), составляет:

	мм вод. ст.
Потеря давления в квартирном газопроводе	22,34
» » в стояке №2	—1,41
» » в дворовом газопроводе	3,2
Суммарная потеря давления	24,13

Таблица 12.38

Расчет стояков

Наименование расчетных участков	Расчетный расход газа, $м^3/час$	Принятый диаметр газопровода, дюймы	Действительная длина участка $l_д$, *м*	Сумма коэффициентов местных сопротивлений $\Sigma\varepsilon$	Эквивалентная длина $l_{экв}$, *м*	Расчетная длина участка $l_р = l_д + l_{экв}$, *м*	Потеря давления, *мм* вод. ст.: на 1 *пог. м*	Потеря давления, *мм* вод. ст.: на всем участке	Гидростатический напор, *мм* вод. ст.	Избыточный напор на участке, *мм* вод. ст.	Расчетные потери давления, *мм* вод. ст.	Перечень местных сопротивлений и их величины
						Стояк № 2						
а—б	2,04	1	3,3	—	—	3,3	0,069	0,23	1,8	+1,57	—4,42	—
б—в	3,08	1	3,3	—	—	3,3	0,16	0,53	1,8	+1,27	—2,85	Тройник на проход
в—г	3,95	1	0,5	—	—	0,5	0,22	0,11	0,28	+0,17	—1,58	То же
г—д	3,95	$1^1/_4$	7,0	1,17	1,0	8,0	0,056	0,45	—	—0,45	—1,41	Угольники $\varepsilon = 0{,}39 \cdot 3 = 1{,}17$
д—е	3,95	$1^1/_4$	4,0	2,39	2,0	6,0	0,056	0,34	2,2	+1,86	—1,86	Угольник $\varepsilon = 0{,}39$; кран $\varepsilon = 2{,}0$ $\Sigma\varepsilon = 2{,}39$
						Стояк № 1						
а—б	2,84	1	3,3	—	—	3,3	0,12	0,4	1,8	+1,4	—3,63	—
б—в	3,7	1	3,3	—	—	3,3	0,2	0,66	1,8	+1,14	—2,23	Тройник на проход
в—г	4,34	$1^1/_4$	1,5	0,39	0,3	1,8	0,069	0,12	—	—0,12	—1,09	Угольник $\varepsilon = 0{,}39$
г—д	4,64	$1^1/_4$	3,0	0,39	0,4	3,4	0,075	0,25	—	—0,25	—1,21	То же
д—е	4,64	$1^1/_4$	5,0	0,78	0,7	5,7	0,075	0,43	—	—0,43	—1,46	Угольники $\varepsilon = 0{,}39 \cdot 2 = 0{,}78$
е—ж	4,64	$1^1/_4$	4,0	2,39	2,0	6,0	0,075	0,45	2,24	+1,89	—1,89	Кран $\varepsilon = 2{,}0$; угольник $\varepsilon = 0{,}39$ $\Sigma\varepsilon = 2{,}39$

Таблица 12.39

Расчет дворового газопровода

Наименование расчетных участков	Расчетный расход газа, $м^3/час$	Принятый диаметр газопровода, дюймы	Действительная длина участка $l_д$, *м*	Сумма коэффициентов местных сопротивлений $\sum\varepsilon$	Эквивалентная длина участка, $l_{экв}$, *м*	Расчетная длина участка $l_р = l_д + l_{экв}$, *м*	Потери давления на 1 *пог. м*, *мм* вод. ст.	Общие потери давления на участке, *мм* вод. ст.	Перечень местных сопротивлений и их величины
ЕГВ	3,95	$1^1/_4$	16	1,2	1,0	1,7	0,056	0,95	Резкий поворот на 90° $\varepsilon = 1{,}2$
ВБА	7,4	$1^1/_2$	21,5	3,8	4,0	25,5	0,087	2,25	Кран $\varepsilon = 1{,}8$, гнутые отводы $\varepsilon = 4 \cdot 0{,}2 = 0{,}8$; резкий поворот до 90° в тройнике $\varepsilon = 1{,}2$; $\sum\varepsilon = 3{,}8$
								3,2	

Полученная суммарная потеря давления является несколько заниженной и показывает, что диаметры принятых труб могут быть снижены не только на стояке, но и на участке ВБА дворового газопровода от $1^1/_2$ до $1^1/_4''$.

Суммарная потеря давления в этом случае составит около 28 *мм* вод. ст., что вполне допустимо.

Обычно расчетную работу по установлению диаметров и потерь давления производят в приведенном объеме. Диаметры всех остальных квартирных газопроводов при некотором навыке принимаются по соображениям, без ощутимых ошибок.

12. Расчеты газопроводов коммунальных и промышленных потребителей газа

Расчеты газопроводов коммунальных и промышленных потребителей газа, присоединяемых к городским газопроводам низкого давления, ведутся по формулам, номограммам и таблицам для газопроводов низкого давления. При газах, имеющих другие удельные веса и кинематические вязкости, расчеты газопроводов следует проводить по общим формулам или составленным на их основе рабочим формулам или таблицам. Методика расчета таких газопроводов практически ничем не отличается от методики для расчета газопроводов жилых зданий. Расчетные расходы газа подсчитываются по максимальным тепловым нагрузкам отдельных потребляющих газ установок с учетом коэффициентов одновременности их работы. Так как такие коэффициенты зависят от многих местных факторов, не поддающихся обобщению, необходимо до выполнения расчетных работ изучение режимов потребления топлива различными установками каждого предприятия и составление на их базе графиков потребления газа, по которым и определяются расчетные расходы газа группами установок, цехами и предприятием в целом.

Предельные потери давлений в таких газопроводах и расположенной на них арматуре равняются разности между давлением газа в городском газопроводе низкого давления (в месте присоединения ответвления к потребителю) и необходимым расчетным давлением перед газовыми горелками, обеспечивающим работу наиболее удаленной от городского газопровода установки на номинальной тепловой нагрузке.

Особенностью внутриобъектовых газопроводов является наличие большого количества местных сопротивлений, потери давления в которых часто превышают потери на прямых участках. Так как эти потери зависят от местных условий и во многих случаях определяют размеры газопроводов, их следует учитывать по возможности наиболее строго, руководствуясь конфигурацией газопроводов, наличием на них всей устанавливаемой арматуры и данными параграфа 4 настоящей главы. Учет потерь давления в местных сопротивлениях в процентах от линейных потерь для внутриобъектовых газопроводов недопустим, так как может привести к большим ошибкам и, как следствие, к работе переводимых на газ установок на сниженных тепловых нагрузках.

Расчеты газопроводов предприятий, снабжаемых газом из городских газопроводов среднего и высокого давлений проводятся по методике, изложенной для газопроводов низкого давления. Так же подсчитываются расчетные расходы газа и учитываются местные сопротивления. Разница заключается в допустимой величине предельной потери давления и в том, что для расчета газопроводов среднего и высокого давлений необходимо применять соответствующие формулы.

Потеря давления зависит как от давления в городском газопроводе в месте присоединения ответвления к потребителю и давления перед газовыми горелками у наиболее удаленной от городского газопровода установки, так и от потерь давления в объектовой ГРП.

Распределение общей допустимой потери давления между газопроводами (включая всю арматуру) и ГРП следует принимать таким, чтобы диаметр корпуса регулятора давления был равен или несколько меньше диаметра подводящего газопровода. При ориентации на регуляторы давления больших размеров и на малый перепад давления нельзя ожидать их устойчивой работы, особенно при обычных в эксплуатации резко снижаемых (относительно расчетных) расходах газа.

Потеря давления на участках после ГРП до наиболее удаленных установок, переводимых на газовое топливо, должна составлять как правило не более 20% от расчетного давления газа перед газовыми горелками.

13. Расчет стальных газопроводов, плоских заглушек и фланцев на прочность

Нарушение целостности газопроводов может возникнуть при разрыве стенок труб за счет чрезмерного внутреннего давления или смятия труб под действием внешних нагрузок, а также за счет разрыва поперечных сварных стыков под действием продольных растягивающих напряжений.

Толщина стенки газопровода определяется работой труб в плоскостях их поперечных сечений.

При этом наиболее опасными сочетаниями нагрузок являются: действие внутреннего давления при отсутствии внешних нагрузок и действие внешних нагрузок (давления грунта, нагрузок от движущегося транспорта) при отсутствии внутреннего давления.

При расчете газопроводов на внутреннее давление газа наличие внешних нагрузок обычно не учитывается, так как их влияние невелико и распределение таких нагрузок по периметру и длине газопроводов непостоянно. Не учитывается также влияние овальности труб, так как она практически не сказывается на их пределе прочности.

Толщина стенки газопровода в зависимости от внутреннего давления, диаметра и других факторов с достаточной для практики точностью может быть определена по следующей формуле

$$S = \frac{PD_{\text{вн}}n}{2R_{\text{н}}mr},$$

где S — толщина стенки газопровода, *см*;
P — внутреннее избыточное давление газа, *кГ/см*^{2};
$D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр газопровода, *см*;
$R_{\text{н}}$ — нормативный предел текучести металла труб, *кГ/см*^{2};
n — коэффициент перегрузки, безразмерная опытная величина;
m — коэффициент условий работы, безразмерная величина;
r — коэффициент однородности металла труб, безразмерная величина.

Нормативный предел текучести металла труб в соответствии со строительными нормами и правилами принимается для стали марок: Ст. 2—2200 *кГ/см*^{2}, Ст. 3 и Ст. 4 — 2400 *кГ/см*^{2}.

Коэффициент перегрузки n, учитывающий возможность увеличения нагрузок против нормативных в период эксплуатации, принимается рав-

ным: при расчете на внутреннее давление — 1,2; при проверке на смятие от действия внешних нагрузок — 1,1 ÷ 1,2.

Коэффициент условий работы m принимается: для участков газопроводов, проходящих вне населенных пунктов — 0,9; для газопроводов, проходящих по территориям населенных городских проездов, — 0,75; для переходов через водные протоки, ответственные шоссейные и железные дороги — 0,8.

Коэффициент однородности r, учитывающий отклонения качества металла труб и их размеров от нормативных показателей, принимается равным: для сталей марок Ст. 2; Ст. 3; Ст. 4 — 0,9.

Нормативное сопротивление и коэффициент однородности для сварных соединений принимается равным соответственным величинам основного металла труб при условии повышенного качества контроля сварных швов и применения электродов марок Э-42А для сталей Ст. 2; Ст. 3; Ст. 4 и электродов марок Э-50А и Э-55А для низколегированных сталей.

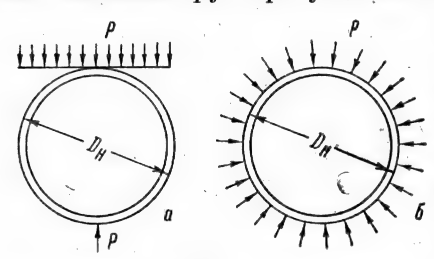


Рис. 12.27. Схемы работы газопроводов в грунте под воздействием внешних нагрузок.

При условии обычного контроля сварных швов, выполненных электродуговой сваркой, в формулу вводится дополнительный коэффициент однородности для сварных соединений в стык $r_1 = 0{,}85$.

Расчет на прочность (смятие) под воздействием внешних нагрузок производится только для труб большого размера в случае, если отношение толщины стенки газопровода к его наружному диаметру менее 0,012.

При расчете на смятие обычно рассматриваются два случая: первый наиболее неблагоприятный соответствует условию, когда труба располагается на плоском жестком основании и не имеет засыпки и уплотненного грунта с боков (рис. 12.27*а*). Этот маловероятный случай может оказаться возможным при засыпке траншеи крупными комьями мерзлого или плотнослежавшегося грунта, который не может попасть в промежуток между образующими трубы и стенками траншеи.

Второй наиболее благоприятный случай соответствует условию плотной подбивки грунта под трубу и плотному заполнению грунтом промежутков между трубой и стенками траншеи. Работа газопровода при этом приближается к случаю равномерного обжатия трубы по всей ее поверхности (рис. 12.27*б*).

Минимальная толщина стенки трубопровода может быть определена по формулам:

для первого случая $$S'_{мин} = 0{,}62\, D_н \sqrt{\frac{P' \cdot n}{R_н r m}}, \qquad (12.52)$$

для второго случая $$S''_{мин} = \frac{0{,}006\, D_н}{r} \sqrt[3]{\frac{P' n}{m}}, \qquad (12.53)$$

где P' — вертикальное давление на 1 *см*² горизонтальной проекции трубы, *кГ*.

Действительные условия работы газопровода в грунте обычно находятся между двумя рассмотренными случаями.

Для определения вертикального и горизонтального давления грунта на газопровод, уложенный в земле, можно пользоваться следующими приближенными формулами:

Вертикальное давление грунта на единицу площади горизонтальной проекции

$$g_{гр.\,в} = \gamma_{гр}\, h. \qquad (12.54)$$

Горизонтальное давление грунта на единицу площади вертикальной проекции

$$g_{гр.\,г} = \gamma_{гр}\left(h + \frac{D_н}{2}\right)\mathrm{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right). \qquad (12.55)$$

Максимальное давление от подвижной нагрузки на единицу площади горизонтальной проекции:
от автомобиля под колесом

$$g_{ав.\,в} = \frac{q}{\pi bh}\left[1 + \left(\frac{h^2}{B^2 - h^2}\right)\right]; \qquad (12.56)$$

от автомобиля между колесами

$$g_{ав.\,в} = \frac{2q}{\pi bh}\left(\frac{h^2}{h^2 + \frac{B^2}{4}}\right); \qquad (12.57)$$

от трактора

$$g_{тр.\,в} = \frac{q'}{2b\,(L + 2h\,\mathrm{tg}\,\varphi)}, \qquad (12.58)$$

где $\gamma_{гр}$ — объемный вес грунта;
h — высота засыпки над верхом трубы;
φ — угол естественного откоса грунта;
b — ширина траншеи на уровне верха трубы;
$D_н$ — наружный диаметр трубы;
q — давление на заднюю ось автомобиля;
q' — вес трактора;
B — расстояние между колесами автомобиля;
L — длина опорной части гусениц.

Расчет плоских заглушек и фланцев газопроводов и днищ сосудов, работающих под давлением (сборники конденсата и им аналогичные конструкции), на прочность производится в соответствии с правилами котлонадзора по следующим формулам:

$$S = 0{,}1\,d\sqrt{\frac{KP}{R}} + C, \qquad (12.59)$$

$$P = \frac{1}{0{,}01\,K}\cdot\frac{(S - C)^2}{d^2}R, \qquad (12.60)$$

где S — толщина стенки, *мм*;
d — размер, указанный на рис. 12.28—12.32, *мм*;
K — коэффициент, имеющий разные значения, в зависимости от конструкции заглушек и днищ;
P — максимальное рабочее давление газа, *кГ/см*²;
R — допускаемое напряжение, *кГ/мм*²;
C — прибавка на коррозию (~1 *мм*), *мм*.

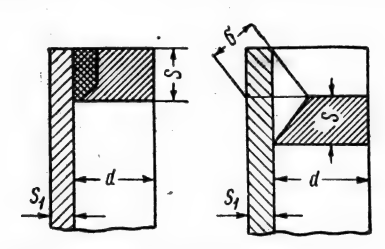


Рис. 12.28. Приварка плоских заглушек и днищ.

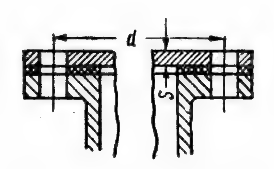


Рис. 12.29. Плоская заглушка на болтах со сплошной прокладкой.

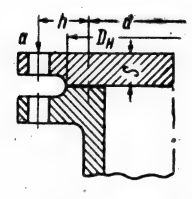


Рис. 12.30. Плоская заглушка (фланец) на болтах.

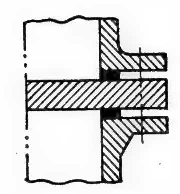


Рис. 12.31. Плоская заглушка между фланцами.

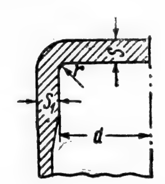


Рис. 12.32. Плоское приварное днище с отбортовкой.

Для плоских заглушек и днищ, ввариваемых в газопровод способами, показанными на рис. 12.28, $K = 0{,}5$. Толщина δ при этом должна удовлетворять условиям

$$\delta \geqslant 1{,}25S \text{ и } \delta \geqslant 1{,}25S_1.$$

Для плоских фланцев, заглушек и днищ, прикрепляемых болтами (рис. 12.29), $K = 0{,}18$.

Для плоских фланцев и днищ, присоединенных на болтах таким образом, что затяжка болтов вызывает изгиб фланцев и днищ (рис. 12.30), коэффициент K определяется по формуле

$$K = 0{,}3 + \frac{1{,}4\,qh}{Hd}, \tag{12.61}$$

где q — нагрузка на болты, *кГ*;
h и d — размеры, указанные на рис. 12.30, *мм*;
H — общая гидростатическая нагрузка на поверхность, ограниченную внешним диаметром соприкосновения, *кГ*;

$$H = \frac{\pi P D_{\text{н}}^2}{4}, \tag{12.62}$$

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр соприкосновения, *мм*.

Для плоских заглушек между фланцами (рис. 12.31) $K = 0{,}3$.

Для днищ, привариваемых встык (рис. 12.32), $K = 0{,}25$.

Допускаемое напряжение R принимается для углеродистой стали в размере = 0,35 от предела прочности, выраженного в *кГ/мм*².

Глава тринадцатая

ГОРЕНИЕ ГАЗОВ

1. Реакции горения

Начальное и конечное состояние реакций горения распространенных газов представлено уравнениями, приведенными в табл. 13.1. Реакция горения любого углеводорода типа C_m и H_n может быть выражена следующим общим уравнением:

$$C_mH_n + \left(m + \frac{n}{4}\right)O_2 = m\,CO_2 + \frac{n}{2}\,H_2O. \qquad (13.1)$$

Таблица 13.1

Уравнения реакций и теплота горения некоторых простых газов

Наименование газов	Формулы реакций	Теплота горения, ккал/кГмоль, высшая	Теплота горения, ккал/кГмоль, низшая	Теплота горения, ккал/нм³, высшая	Теплота горения, ккал/нм³, низшая
Водород	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 = H_2O$	63317	57798	3048	2579
Окись углерода	$CO + \frac{1}{2}O_2 = CO_2$	67636	67636	3018	3018
Метан	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	212798	191759	9495	8555
Этилен	$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$	337234	316195	15044	14107
Этан	$C_2H_6 + 3\frac{1}{2}O_2 = 2CO_2 + 3H_2O$	372820	341262	16607	15226
Пропилен	$C_3H_6 + 4\frac{1}{2}O_2 = 3CO_2 + 3H_2O$	491981	460422	21940	20541
Пропан	$C_3H_8 + 5O_2 = 3CO_2 + 4H_2O$	530605	488527	23687	21795
Бутилен	$C_4H_8 + 6O_2 = 4CO_2 + 4H_2O$	649757	607679	29004	27111
Бутан	$C_4H_{10} + 6\frac{1}{2}O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	687782	635185	30704	28338
Ацетилен	$C_2H_2 + 2\frac{1}{2}O_2 = 2CO_2 + H_2O$	310615	300095	13839	13388
Сероводород	$H_2S + 1\frac{1}{2}O_2 = SO_2 + H_2O$	137536	126784	6140	5660

2. Расчеты горения

В практических условиях сжигания газа кислород для горения подается с воздухом как его составная часть.

Состав сухого воздуха, без учета незначительных количеств углекислоты и редких газов, принимается следующим (в процентах):

	по объему	по весу
Кислород	21,0	23,2
Азот	79,0	76,8

Следовательно, 1 $м^3$ кислорода содержится в $\frac{100}{21} = 4,76$ $м^3$ воздуха, или на 1 $м^3$ кислорода приходится $\frac{79}{21} = 3,76$ $м^3$ азота.

Количество сухого воздуха, необходимое для сжигания газа, обычно определяют при нормальных условиях, т. е. при температуре 0° С и давлении 760 *мм* рт. ст.

Определение количества воздуха при данной температуре и давлении производится по формуле (2.37).

Учитывая, что килограмм-молекула любого газа при нормальных условиях занимает примерно одинаковый объем, реакции горения газов в воздухе могут быть выражены следующим образом:

$$\underset{2\ м^3}{2H_2} + \underbrace{O_2 + 3,76\,N_2}_{4,76\ м^3} = \underset{3,76\ м^3}{3,76\,N_2} + \underset{2\ м^3}{2H_2O},$$

$$\underset{2\ м^3}{2CO} + \underbrace{O_2 + 3,76\,N_2}_{4,76\ м^3} = \underbrace{2CO_2 + 3,76\,N_2}_{5,76\ м^3},$$

$$\underset{1\ м^3}{CH_4} + \underbrace{2O_2 + 7,52\,N_2}_{9,52\ м^3} = \underbrace{CO_2 + 7,52N_2}_{8,52\ м^3} + \underset{2\ м^3}{2H_2O}$$

и т. д.

Потребности в кислороде и воздухе при горении различных газов, подсчитанные по приведенным реакциям горения, представлены в табл. 13.2.

Таблица 13.2

Потребность в кислороде и воздухе при горении некоторых простых газов

Наименование газа	На 1 $м^3$ газа	
	кислорода, $м^3$	воздуха, $м^3$
Водород	0,5	2,38
Окись углерода	0,5	2,38
Метан	2,0	9,52
Этилен	3,0	14,28
Этан	3,5	16,66
Пропилен	4,5	22,42
Пропан	5,0	23,80
Бутилен	6,0	28,56
Бутан	6,5	30,94
Ацетилен	2,5	11,90

Наименьшее количество воздуха, соответствующее приведенным стехиометрическим соотношениям, называется теоретическим расходом воздуха $L_т$.

Практический расход воздуха $L_п$, вследствие несовершенства перемешивания газа и воздуха, берется несколько больше теоретического

$$L_п = \alpha L_т, \quad (13.2)$$

где α — коэффициент избытка воздуха.

Коэффициент α в зависимости от качества смешения газа и воздуха принимается в пределах 1,05—1,20. В реальных условиях сжигания газа коэффициент избытка воздуха α всегда должен быть больше единицы, так как в противном случае неминуем химический недожог. Исключение составляют только отдельные процессы, при которых необходима восстановительная среда.

Для технических газов теоретический расход сухого воздуха может быть подсчитан по уравнению, составленному на основании потребности в кислороде (по данным табл. 13.2).

$$L_т = \frac{1}{21}(0{,}5\,H_2 + 0{,}5\,CO + 2CH_4 + 3C_2H_4 + 3{,}5\,C_2H_6 + 4{,}5\,C_3H_6 + 5C_3H_8 + 6C_4H_8 + 6{,}5\,C_4H_{10} - O_2)\ нм^3/нм^3, \quad (13.3)$$

где H_2, CO, $CH_4 \ldots C_mH_n$ — составляющие горючего газа, в процентах по объему.

Зная теплотворную способность горючих газов, теоретический расход сухого воздуха можно определять по следующим приближенным формулам:

а) при сжигании газа с теплотворной способностью ниже 2500 *ккал/нм*^{3}

$$L_т = \frac{0{,}875}{1000} Q_н\ нм^3/нм^3; \quad (13.4)$$

б) для газов с большей теплотворной способностью

$$L_т = \frac{1{,}1}{1000} Q_н\ нм^3/нм^3, \quad (13.5)$$

где $Q_н$ — низшая теплотворная способность газов.

Действительный расход воздуха определяется по формуле 13.2 в зависимости от принятого коэффициента избытка воздуха.

Определение количества продуктов сгорания производится аналогично определению расхода воздуха.

Количество продуктов сгорания, подсчитанное по реакциям сгорания газа в воздухе, приведено в табл. 13.3.

Объем продуктов сгорания технических газов может быть подсчитан либо по данным табл. 13.3, либо по составу газа:

1) объем сухих трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0{,}01\,(CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4 + m\,C_mH_n)\ нм^3/нм^3, \quad (13.6)$$

где CO_2, CO, $CH_4, \ldots C_mH_n$ — составляющие горючего газа в процентах по объему;

2) объем водяных паров

$$V_{H_2O} = 0{,}01\left[H_2 + 2CH_4 + 2C_2H_4 + \frac{n}{2}C_mH_n + 0{,}124\,(d_г + L_т d_в)\right]\ нм^3/нм^3, \quad (13.7)$$

Таблица 13.3

Количество продуктов сгорания при горении простых газов (на 1 $нм^3$ газа)

Наименование газа	Количество продуктов сгорания, $нм^3/нм^3$			
	Углекислота	Водяные пары	Азот	Всего
Водород	—	1,00	1.88	2,88
Окись углерода	1,00	—	1,88	2,88
Метан	1,00	2,00	7,52	10,52
Этилен	2,00	2,00	11,28	15,28
Этан	2,00	3,00	13,16	18,16
Пропилен	3,00	3,00	16,92	22,92
Пропан	3,00	4,00	18,80	25,80
Бутилен	4,00	4,00	20,68	28,68
Бутан	4,00	5,00	24,44	33,44
Ацетилен	2,00	1,00	9,40	12,40

где $d_г$ и $d_в$ — влажность газа и воздуха на 1 $нм^3$ сухого газа и воздуха, $г/нм^3$;

3) объем двухатомных газов

$$V_{R_2} = (0{,}79\,L_т + 0{,}01\,N_2)\ нм^3/нм^3; \qquad (13.8)$$

4) общий объем продуктов сгорания при теоретическом количестве воздуха

$$V = (V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{R_2})\ нм^3/нм^3. \qquad (13.9)$$

3. Температура сгорания газов

Жаропроизводительность горючих газов определяется как температура продуктов их полного сгорания в адиабатических условиях с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1{,}0$ и при температурах газа и воздуха $t = 0°$ С.

$$t_ж = \frac{Q_н}{\sum Vc_p}, \qquad (13.10)$$

где $t_ж$ — жаропроизводительность, °С;

$Q_н$ — низшая теплота сгорания, $ккал/нм^3$;

$\sum Vc_p$ — сумма произведений объемов и теплоемкостей при постоянном давлении составных частей продуктов полного сгорания 1 $нм^3$ газа;

$$\sum Vc_p = V_{H_2O}c_{p\,H_2O} + V_{CO_2}c_{p\,CO_2} + V_{SO_2}c_{p\,SO_2} + V_{N_2}c_{p\,N_2}, \qquad (13.11)$$

Калориметрическая температура сгорания $t_к$ отличается от $t_ж$ тем, что температура газа и воздуха, а также коэффициент избытка воздуха α принимаются при их действительных значениях

$$t_к = \frac{Q_н + q_ф}{\sum Vc_p}, \qquad (13.12)$$

где $q_ф$ — физическое тепло газа и воздуха, $ккал/нм^3$;

$$q_ф = V_в c_в t_в + c_г t_г, \qquad (13.13)$$

где $V_в$, $c_в$, $t_в$ — количество, теплоемкость и температура воздуха;
$c_г$, $t_г$ — теплоемкость и температура газа.

Теоретическая температура сгорания t_m определяется аналогично $t_к$, но с поправкой на эндотермические реакции диссоциации, идущие с увеличением объема:

$$CO_2 \rightleftarrows CO + {}^1/_2 O_2 - 68220 \text{ ккал},$$

$$H_2O \rightleftarrows H_2 + {}^1/_2 O_2 - 57810 \text{ ккал}.$$

$$t_m = \frac{Q_н + q_ф - q_д}{\sum V' c'_P}, \qquad (13.14)$$

где $q_д$ — теплота диссоциации, *ккал/нм*^{3};
V' и c'_P — объемы и теплоемкость продуктов сгорания с учетом диссоциации.

Количество диссоциируемых CO_2 и H_2O зависит от температуры в рабочем пространстве и их парциального давления.

При обычных температурах в топках котлов и печей до 1500—1600° С степень диссоциации невелика и ею можно пренебрегать.

При более высоких температурах (например в мартеновских печах) диссоциация существенно снижает температуру в рабочем пространстве.

Действительная температура сгорания зависит от ряда факторов: коэффициента избытка воздуха α, растянутости процесса горения по времени, степени прямой отдачи, теплопотерь в окружающую среду и пр.

Эта температура может быть определена только приближенно по тепловому балансу.

Для приближенного определения действительной температуры можно пользоваться уравнением

$$t_д = \eta_{пир} \cdot t_к, \qquad (13.15)$$

где $t_д$ — действительная температура сгорания, °С;
$t_к$ — калориметрическая температура сгорания, °С;
$\eta_{пир}$ — эмпирический пирометрический коэффициент.

Значения жаропроизводительной способности различных газов приведены в табл. 13.4, а усредненных пирометрических коэффициентов в табл. 13.5.

Таблица 13.4

Жаропроизводительность (в воздухе) различных распространенных газов

Наименование газов	$t_ж$, °С	Наименование газов	$t_ж$, °С
Водород	2210	Водяной газ	2210
Окись углерода	2470	Коксовый газ	2090
Метан	2065	Сланцевый газ	1900
Этан	2115	Генераторный газ из тощих топлив	1600
Пропан	2155	Генераторный газ из битуминозных топлив	1750
Бутан	2130	Доменный газ	1470
Этилен	2343	Газ подземной газификации углей	1270
Пропилен	2254		
Бутилен	2210		
Ацетилен	2660		
Сероводород	1900		

Таблица 13.5

Усредненные значения эмпирического пирометрического коэффициента

Наименование печей	$\eta_{пир}$, %	Наименование печей	$\eta_{пир}$, %
Кузнечная щелевая печь	66—70	Туннельная печь закрытой конструкции	75—82
Шахтная печь для обжига цемента	75—80	Воздухоподогреватель	77—90
Камерная печь с плотно закрывающейся заслонкой и теплоизолированной кладкой	75—80	Методическая печь	70—75
Качественные конструкции садочных печей	80—85	Кузнечная щелевая печь	66—70
Стекловаренная печь непрерывного действия	70—75	Мартеновская печь	70—75
		Теплоизолированные топки не экранированных котлов	70—75
		Топки экранированных котлов	65—70

Таблица 13.6

Жаропроизводительность природного газа в зависимости от коэффициента избытка воздуха α

α	Жаропроизводительность, °C
1	2003
1,1	1868
1,2	1749
1,4	1156
2,0	1167

Температура сгорания в значительной мере зависит от коэффициента избытка воздуха α и подогрева воздуха.

Снижение температуры сгорания природного газа теплотворной способностью 8000 *ккал/нм*^{3} в зависимости от коэффициента избытка воздуха α приведено в табл. 13.6, а повышение температуры сгорания того же газа и других в зависимости от степени подогрева дано в табл. 13.7.

Таблица 13.7

Повышение калориметрической температуры сгорания некоторых газов в зависимости от степени подогрева воздуха

Состояние смеси при $\alpha = 1$	Калориметрическая температура сгорания, °C
Природный газ + воздух холодный	2003
Природный газ + воздух	
при 100° C	2066
» 200° C	2128
» 400° C	2257
Генераторный газ + воздух холодный	1600
Генераторный газ + воздух	
при 100° C	1635
» 200° C	1678
» 400° C	1756
» 1100° C	1950

4. Температура воспламенения и пределы воспламеняемости

Температура воспламенения не является точной величиной, принадлежащей данному газу. Она зависит от содержания горючего газа в газовоздушной смеси, степени перемешивания молекул газа и воздуха, формы и размеров топочного пространства, быстроты и способа нагрева смеси,

каталитического влияния стенок топки и давления. Значения температур воспламенения некоторых горючих газов в воздухе при атмосферном давлении приведены в табл. 13.8.

Таблица 13.8

Температуры воспламенения некоторых газов в воздухе

<table>
<tr><th rowspan="2">Наименование газов и паров</th><th colspan="2">Температура воспламенения, °C</th><th rowspan="2">Наименование газов (паров)</th><th colspan="2">Температура воспламенения, °C</th></tr>
<tr><th>самая низкая измеренная</th><th>самая высокая измеренная</th><th>самая низкая измеренная</th><th>самая высокая измеренная</th></tr>
<tr><td>Водород</td><td>530</td><td>590</td><td>Бензол</td><td>720</td><td>770</td></tr>
<tr><td>Окись углерода</td><td>610</td><td>658</td><td>Толуол</td><td colspan="2">660</td></tr>
<tr><td>Метан</td><td>645</td><td>800</td><td>Сероводород</td><td>290</td><td>487</td></tr>
<tr><td>Этан</td><td>530</td><td>594</td><td>Этилен</td><td>510</td><td>543</td></tr>
<tr><td>Пропан</td><td>530</td><td>588</td><td>Коксовый газ</td><td colspan="2">640</td></tr>
<tr><td>Бутан</td><td>490</td><td>569</td><td>Сланцевый газ, не очищенный от углекислоты</td><td colspan="2">700</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>Природный газ</td><td>530</td><td>800</td></tr>
</table>

Различие температур воспламенения объясняется различными условиями опытов, проводившихся разными исследователями. Температуры воспламенения горючих газов в кислороде ниже приведенных в таблице величин примерно на 50—100° С.

Введение в состав горючего газа балластных газов, азота, и в особенности углекислоты, приводит к повышению температуры его воспламенения. Присутствие в технических газах составных частей с низкой температурой воспламенения ведет к снижению температуры воспламенения смеси.

Холодные газовоздушные смеси могут воспламеняться только в том случае, если содержание газа в воздухе или кислороде находится в определенных пределах, вне которых эти смеси самопроизвольно, без притока тепла извне, не горят. Объясняется это тем, что в этих случаях тепла, выделяющегося при сгорании подожженных частиц газа, недостаточно для нагрева соседних частиц газовоздушной смеси до температуры воспламенения.

Существование пределов воспламеняемости объясняется тепловыми потерями при горении. По мере разбавления горючей смеси воздухом или газом уменьшается скорость распространения пламени, увеличиваются тепловые потери в общем тепловом балансе факела, и горение прекращается после удаления источника воспламенения.

Низшие и высшие пределы воспламеняемости, отвечающие соответственно наименьшему и наибольшему объемному проценту газа в смеси, при котором происходит воспламенение, изучались в различных условиях многими авторами. Этим объясняется, что в различных литературных источниках приводятся несколько отличающиеся друг от друга значения этих пределов.

С увеличением температуры газовоздушной смеси пределы воспламеняемости расширяются, а при температурах, превышающих температуру

воспламенения, смеси газа и воздуха горят при любом объемном соотношении их.

Значения пределов воспламеняемости различных газов и паров приведены в табл. 13.9.

Таблица 13.9

Пределы воспламеняемости различных газов и паров (при $t = 20° C$ и $P = 760$ *мм* рт. ст.)

Наименование газа или пара	% газа в смеси с воздухом		Наименование газа или пара	% газа в смеси с воздухом	
	нижний предел	верхний предел		нижний предел	верхний предел
Водород	4,00	74,20	Этилен	2,75	28,60
Окись углерода	12,50	74,20	Пропилен	2,00	11,10
Метан	5,00	15,00	Ацетилен	2,50	80,00
Этан	3,22	12,45	Бензол	1,41	6,75
Пропан	2,37	9,50	Сероуглерод	1,25	50,00
Бутан	1,86	8,41	Коксовый газ	5,60	31,00
Пентан	1,40	7,80	Водяной газ	6,20	72,00
Гексан	1,25	6,90	Генераторный газ	20,70	73,70
			Природный газ	4,5	17,0

Пределы воспламеняемости смесей газов, не содержащих балластных примесей или содержащих их в небольшом количестве, могут быть приближенно определены по следующей формуле:

$$L^{г} = \frac{100}{\frac{r_1}{l_1} + \frac{r_2}{l_2} + \ldots \frac{r_n}{l_n}}, \qquad (13.16)$$

где $L^{г}$ — предел воспламеняемости (верхний или соответственно нижний) газовой смеси;

r_1, r_2, r_n — содержание компонентов в газовой смеси, % (без воздуха);

l_1, l_2, l_n — пределы воспламеняемости (верхний или нижний) отдельных компонентов, входящих в газовую смесь.

П р и м е р. Определить нижний и верхний пределы воспламеняемости для смеси газа, состоящей из H_2 — 50%, CO — 20%, CH_4—30%. Пользуясь данными табл. 13,9,

$$L^{г}_{н} = \frac{100}{\frac{50}{4} + \frac{20}{12,5} + \frac{30}{5}} = 5\%;$$

$$L^{г}_{в} = \frac{100}{\frac{50}{74,2} + \frac{20}{74,2} + \frac{30}{15}} = 34\%.$$

При наличии в газе значительного количества инертных примесей — азота и углекислоты — приближенные значения пределов воспламеняемости могут быть определены по формуле:

$$L^{б} = L^{г} \frac{\left(1 + \frac{\delta}{1-\delta}\right) \cdot 100}{100 + L^{г} \frac{\delta}{1-\delta}}, \qquad (13.17)$$

где $L^{б}$ — предел воспламеняемости (верхний или нижний) газовой смеси содержащей балластные примеси;

$L^{г}$ — предел воспламеняемости горючей части смеси;
δ — содержание балластных примесей в долях единицы.

Пример. Определить нижний и верхний пределы воспламеняемости газа следующего состава: H_2 — 40%; CO — 10%; CH_4 — 20%: $CO_2 + N_2 = 30\%$.
Горючая часть газа составляет 100 — 30 = 70%.
Состав горючей части без балластных примесей:

$$H_2 = \frac{40}{70} \cdot 100 = 57{,}2\%; \quad CO = \frac{10}{70} \cdot 100 = 14{,}3\%;$$

$$CH_4 = \frac{20}{70} \cdot 100 = 28{,}5\%.$$

$$L_{н}^{г} = \frac{100}{\frac{57{,}2}{4} + \frac{14{,}3}{12{,}5} + \frac{28{,}5}{5}} = 4{,}7\%;$$

$$L_{в}^{г} = \frac{100}{\frac{57{,}2}{74{,}2} + \frac{14{,}3}{74{,}2} + \frac{28{,}5}{15}} = 33\%;$$

$$L_{н}^{б} = 4{,}7\,\frac{\left(1 + \frac{0{,}3}{1 - 0{,}3}\right) \cdot 100}{100 + 4{,}7 \cdot \frac{0{,}3}{1 - 0{,}3}} = 6{,}5\%;$$

$$L_{в}^{б} = 33\,\frac{\left(1 + \frac{0{,}3}{1 - 0{,}3}\right) \cdot 100}{100 + 33 \cdot \frac{0{,}3}{1 - 0{,}3}} = 42\%.$$

Концентрационные пределы воспламеняемости увеличиваются при обогащении воздуха кислородом за счет повышения верхнего предела воспламенения (табл. 13.10).

Таблица 13.10

Пределы воспламеняемости некоторых газов в газокислородной смеси (при $t = 20°$ С и $P = 760$ *мм* рт. ст.)

Наименование газа	% газа в смеси с кислородом		Наименование газа	% газа в смеси с кислородом	
	нижний предел	верхний предел		нижний предел	верхний предел
Водород	4,0	95,0	Этан	3,2	50,5
Окись углерода	12,5	96,0	Этилен	2,75	80,0
Метан	5,0	60,0	Ацетилен	2,5	93,0

С увеличением давления пределы воспламеняемости несколько смещаются. Так, при давлении в 1 *кГ/см²* нижний предел воспламеняемости метана увеличивается до 6,6%, а верхний снижается до 12,7%; при давлении 21 *кГ/см²* нижний предел достигает 7,5%, а верхний 12,0%. Примерно такое же смещение пределов воспламеняемости происходит и у других горючих газов: водорода, окиси углерода и т. п.

5. Нормальная скорость распространения пламен в газовоздушных смесях

Определение нормальных скоростей распространения пламен в газовоздушных смесях производится статическим и динамическим методами.

При статическом методе определение нормальной скорости распространения пламени производится в трубке диаметром 25 *мм*, заполненной гомогенной газовоздушной смесью.

Линейная скорость, с которой распространяется пламя вдоль оси трубки (при поджигании смеси) в направлении, перпендикулярном к поверхности фронта пламени (плоскости), и носит название нормальной (равномерной) скорости распространения пламени.

Значения нормальных скоростей распространения пламен в различных газовоздушных смесях в зависимости от процентного содержания газов в смеси с воздухом приведены графически на рис. 13.1, а значения максимальных нормальных скоростей в табл. 13.11.

Таблица 13.11

Значение максимальных скоростей распространения пламен некоторых смесей горючих газов с воздухом в трубке диаметром 25 *мм*

Наименование газа или пара	Смесь с максимальной скоростью распространения пламени, % газа в воздухе	Максимальная скорость распространения пламени, *м/сек*	Наименование газа или пара	Смесь с максимальной скоростью распространения пламени, % газа в воздухе	Максимальная скорость распространения пламени, *м/сек*
Водород	38,5	4,83	Коксовый газ среднего состава	17,0	1,7
Окись углерода	45,0	1,25	Газ высокотемпературной перегонки сланцев	18,5	1,30
Метан	9,8	0,67	Генераторный газ из кокса	48,0	0,73
Этан	6,5	0,85	Водяной газ	43,0	3,1
Пропан	4,6	0,82			
Бутан	3,6	0,82			
Этилен	7,1	1,42			

Увеличение диаметра трубки приводит к увеличению, а уменьшение к снижению нормальных скоростей распространения пламен.

Влияние диаметра трубки на изменение скорости распространения пламен в газовоздушных смесях на примере метано-воздушной смеси приведено на рис. 13.2.

По динамическому методу нормальная скорость распространения пламен определяется с помощью лабораторной горелки типа Бунзена.

Регулируя состав газовоздушной смеси, вытекающей из горелки при ламинарном режиме движения, добиваются появления устойчивого и резко очерченного внутреннего конуса горения. Поверхность этого конуса, или что то же, фронт пламени (неподвижный относительно верхнего обреза горелки), будет двигаться по направлению к газовоздушной смеси, вытекающей из горелки.

Пламя в этом случае распространяется перпендикулярно к поверхности воспламенения в каждой данной точке. При этом на поверхности

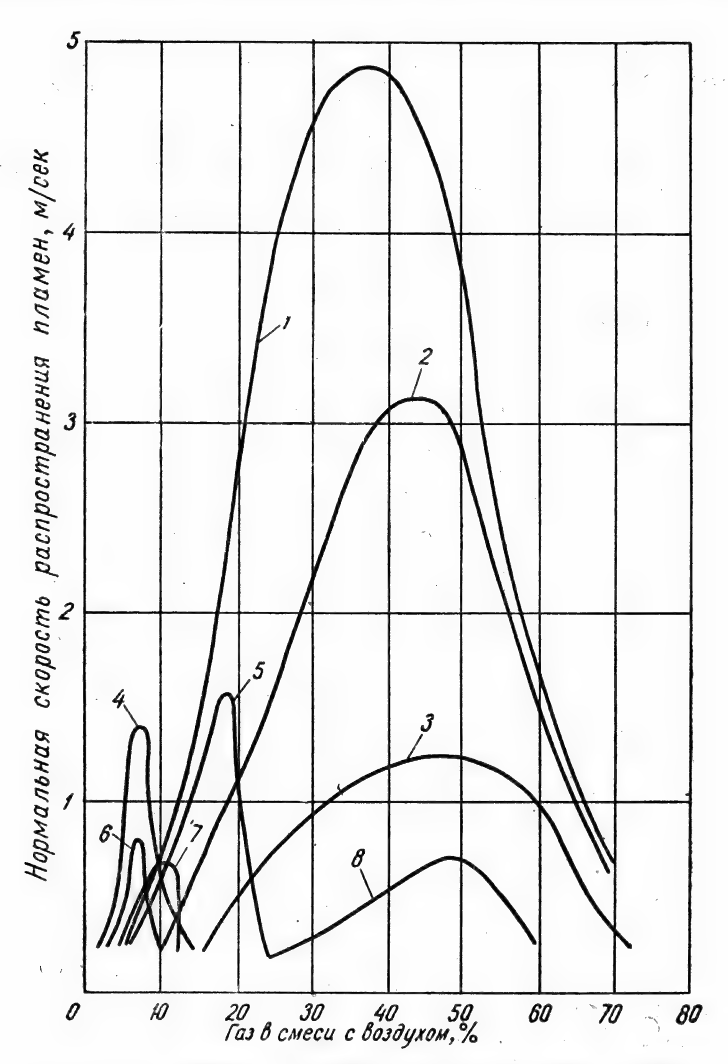


Рис. 13.1. Кривые скоростей распространения пламен различных газов, определенные в трубке диаметром 25 *мм*:

1 — водород; 2 — водяной газ; 3 — окись углерода; 4 — этилен; 5 — коксовый газ; 6 — этан; 7 — метан; 8 — генераторный газ паровоздушного дутья.

конуса осуществляется равенство скоростей проекции скорости потока $W_{пот}$ на нормаль к образующей конуса и нормальной скорости распространения пламени $U_{норм}$ (рис. 13.3).

$$W_н = W_{пот} \cos \varphi = U_{норм}. \tag{13.18}$$

Приведенное равенство носит название «закона косинуса», введенного впервые русским физиком В. А. Михельсоном.

Так как при ламинарном движении газовоздушной смеси распределение скоростей подчинено параболическому закону, то для каждой точки, лежащей на образующей конуса, можно определить нормальную скорость распространения пламени.

Для приближенных расчетов обычно принимают скорость прохождения смеси через фронт пламени постоянной, равной $U_{норм}$ по всей поверхности конуса.

Это позволяет определять нормальную скорость распространения пламени путем деления количества проходящей через горелку газовоздушной смеси на площадь поверхности конуса.

$$U_{норм} = \frac{V_{см}}{S}, \qquad (13.19)$$

где $U_{норм}$ — нормальная скорость распространения пламени, *м/сек*;

$V_{см}$ — объем газовоздушной смеси, проходящей через горелку, *м³/сек*;

S — поверхность фронта горения, *м²*.

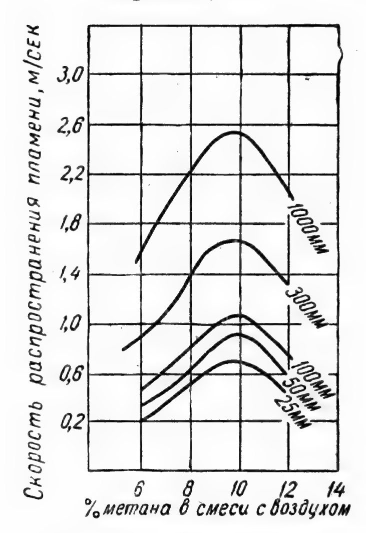


Рис. 13.2. Влияние диаметра трубки на скорость распространения пламени для смеси метана с воздухом.

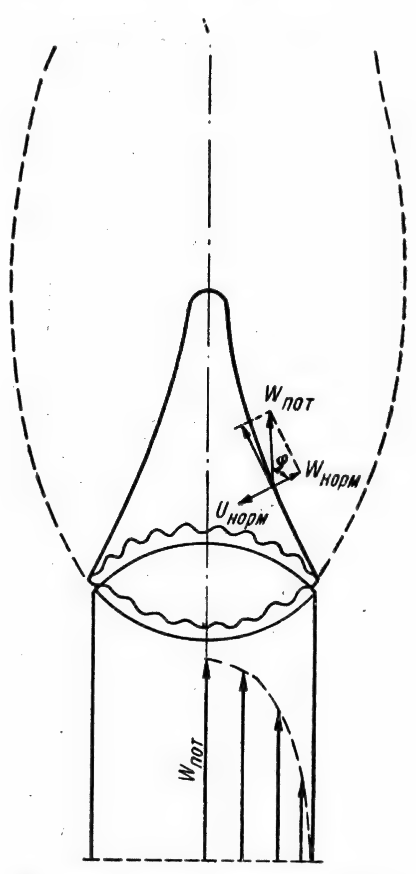


Рис. 13.3. Фронт горения газовоздушной смеси при ламинарном движении.

Допуская, что конус имеет правильную геометрическую форму,

$$U_{норм} = \frac{V_{см}}{\pi R \sqrt{R^2 + H^2}}, \qquad (13.20)$$

где R — радиус основания;

H — высота конуса, *м*.

На практике поверхность фронта горения определяют с помощью фотографирования пламен и последующих вычислений.

Закономерности изменения скоростей распространения пламен, определенные динамическим методом, приведены в табл. 13.12.

Данные табл. 13.12 показывают, что скорости распространения пламен, определенные динамическим методом, примерно в два раза ниже, чем приведенные в табл. 13.11. Объясняется это тем, что при этом

методе скорость распространения пламен измеряется в ламинарном потоке, подчиняющемся законам нахождения смеси в полном покое.

Кроме того, при этом методе исключается влияние каталитических воздействий стенок горелки.

Таблица 13.12

Нормальные скорости распространения пламен смесей некоторых горючих газов с воздухом при $t = 20°$ С

Наименование газа	% содержания газа в смеси с воздухом		Скорость распространения пламен, *м/сек*	
	стехиометрическая смесь	смесь с максимальной скоростью распространения пламени	для стехиометрической смеси	для смеси с максимальной скоростью распространения пламени
Водород	29,5	38,5	1,60	2,67
Окись углерода	29,5	45,0	0,30	0,41
Метан	9,5	9,8	0,28	0,37
Этилен	6,5	7,1	0,50	0,63
Ацетилен	7,7	10,0	1,00	1,35

При статическом методе не только сказывается каталитическое воздействие стенок трубки, но и играют значительную роль завихрения, увеличивающиеся с увеличением диаметра.

Эти факторы и приводят к увеличению скоростей распространения пламен при статическом методе относительно скоростей, определяемых по динамическому методу.

Скорость распространения пламен при предварительном подогреве газовоздушной смесью увеличивается приближенно пропорционально квадрату возрастания абсолютных температур. Она возрастает также при обогащении воздуха кислородом. Увеличение нормальных скоростей распространения пламен в зависимости от количественного соотношения азота и кислорода и процентного содержания метана в смеси приведено на рис. 13.4.

Горение сложных газов, представляющих собой смеси простых газов, можно рассматривать как одновременное и независимое горение несколь-

Рис. 13.4. Зависимость нормальной скорости распространения пламени от содержания метана в смеси:

1 — 79 %N_2 + 21 %O_2; *2* — 75 %N_2 + 25 %O_2; *3* — 70 %N_2 + 30 %O_2; *4* — 60 %N_2 + 40 %O_2; *5* — 40 %N_2 + 60 %O_2; *6* — 20 %N_2 + 80 %O_2; *7* — 1,5 %N_2 + 98,5 %O_2.

ких простых смесей индивидуальных газов с воздухом. При этом содержание горючих газов и воздуха таково, что в каждой смеси, если бы она горела отдельно, пламя распространялось бы с такой же скоростью, с какой оно распространяется в сложной смеси.

Пользуясь этим положением, можно приближенно определять величину скорости распространения пламени для смеси сложного газа с воздухом по формуле:

$$W = L\frac{\frac{r_1W_1}{l_1}+\frac{r_2W_2}{l_2}+\ldots\frac{r_nW_n}{l_n}}{r_1+r_2+\ldots r_n}, \qquad (13.21)$$

где W — максимальная скорость распространения пламени сложной газовоздушной смеси, *м/сек*;

L — содержание сложного газа в смеси, дающей максимальную скорость распространения пламени, %;

r_1, r_2, r_n — содержание простых газов в техническом газе, %;

W_1, W_2, W_n — максимальная скорость распространения пламен простых газов в газовоздушной смеси, *м/сек*;

l_1, l_2, l_n — содержание простых газов в смеси с воздухом, дающее максимальную скорость распространения пламен, %.

Содержание в газе интертных примесей (углекислоты и азота) приводит к снижению скоростей распространения пламен.

Действительную скорость распространения пламен с учетом содержания в газе балластных примесей можно приближенно определить по следующей эмпирической формуле:

$$W_{д} = W(1,0 - 0,01\,N_2 - 0,012\,CO_2), \qquad (13.22)$$

где $W_{д}$ — действительная скорость распространения пламени с учетом балластных примесей, *м/сек*;

W — максимальная скорость распространения пламени горючей части смеси, *м/сек*;

N_2, CO_2 — содержание в газе азота и углекислоты, %.

Пример. Определить максимальную скорость распространения пламени в трубке диаметром 25 *мм* сланцевого газа следующего состава: H_2 — 38,75%; CH_4 — 23,86%; CO — 10,91%; $C_m H_n$ — 5,7%; CO_2 — 18,78%; N_2 — 2,0%.

Горючая часть газа составляет:

$$100-(18,78+2,0)=79,22\%.$$

Состав горючей части без балластных примесей

$$H_2=\frac{38,75}{79,22}=49,0\%; \quad CH_4=\frac{23,86}{79,22}=30\%;$$

$$CO=\frac{10,91}{79,22}=13,8\%;$$

$$C_mH_n=\frac{5,7}{79,22}=7,2\%.$$

Пользуясь табл. 13.11, по формуле 13.16 определяем содержание органической части газа в смеси, имеющей максимальную скорость распространения пламени.

$$L^{г}=\frac{100}{\frac{r_1}{l_1}+\frac{r_2}{l_2}+\frac{r_3}{l_3}+\frac{r_4}{l_4}}=\frac{100}{\frac{49}{38,5}+\frac{30}{9,8}+\frac{13,8}{45}+\frac{7,2}{7,1}}=18,5\%.$$

Подставляя полученное значение в формулу 13.21 имеем:

$$W = 18{,}5\,\frac{\left(\frac{49}{38{,}5}\cdot 4{,}83+\frac{30}{9{,}8}\cdot 0{,}67+\frac{13{,}8}{45}\cdot 1{,}25+\frac{7{,}2}{7{,}1}\cdot 1{,}42\right)}{49+30+13{,}8+7{,}2} = 1{,}75\ \text{м/сек.}$$

Действительная скорость распространения пламени с учетом балластных примесей.

$$W_{\text{д}} = 1{,}75\,(1-0{,}01\cdot 2{,}0-0{,}012\cdot 18{,}78) = 1{,}30\ \text{м/сек.}$$

6. Горение в ламинарном потоке

Горение в ламинарном потоке имеет распространение в бытовых и других газовых горелках, работающих по смешанному принципу сжигания газа. К ним относятся инжекционные горелки бытовых газовых плит, водонагревателей, кипятильников, ресторанных плит, отопительных печей, малых отопительных котлов.

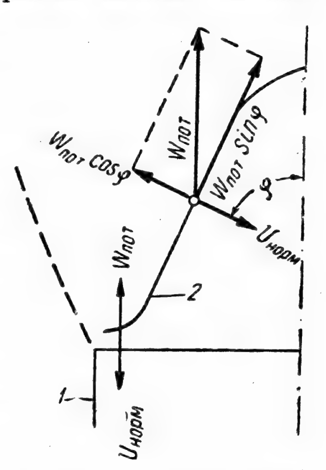


Рис. 13.5. Схема прямой компенсации $U_{\text{норм}} = W_{\text{пот}}$ при ламинарном течении смеси:

1 — стенка газовой горелки; *2* — фронт пламени.

Устойчивой частью конусообразного фронта пламени в таких горелках (стабилизатором) является только нижняя периферийная его часть, прилегающая к краям горелки (рис. 13.5). В этой части конусный фронт пламени загибается с развертыванием краев на горизонталь, приводящую к такому положению, когда нормальная скорость распространения пламени равна скорости потока, так как cos φ на этом участке равен единице. Этот участок фронта горения играет роль постоянного, кольцевого зажигательного пояска для всей конусной поверхности горения, без которого остальная часть фронта была бы снесена потоком газовоздушной смеси. Только на этом нормальном к оси потока участке фронта достигается полная компенсация скорости потока скоростью распространения пламени, в силу чего фронт горения в этом месте является наиболее устойчивым. На всем остальном, конусном участке фронта компенсация имеет частичный характер и осуществляется только в направлении, нормальном к фронту горения ($U_{\text{норм}} = W_{\text{пот}}\cos\varphi$). Вторая составляющая скорости потока ($W_{\text{пот}}\sin\varphi$) остается неуравновешенной и будет сносить точку воспламенения от основания конуса к его вершине, где горение заканчивается.

Таким образом, для стабилизации косого фронта горения необходимо наличие постоянного источника поджигания в виде кольцевого зажигательного пояска, обеспечивающего непрерывное смещение точек воспламенения по направлению к поверхности горения.

При повышении форсировки горелки, т. е. при переходе ламинарного режима течения смеси на турбулентный, поджигающий поясок начинает постепенно уменьшаться, пока не станет ничтожно малым. В этом случае устойчивость фронта воспламенения нарушается, и пламя начинает отрываться от обреза горелки.

7. Горение в турбулентном потоке

В условиях, когда ламинарное движение потока газовоздушной смеси переходит в турбулентное, поверхность воспламенения вследствие вихревого движения струек газа из гладкой превращается в волнообразную, имеющую бугорки и впадины. Условия перпендикулярности между поверхностью воспламенения и направлением движения фронта пламени нарушаются. Тепловоспринимающая поверхность при той же высоте внутреннего конуса факела пламени благодаря его извилистой форме увеличивается. Кроме того, резко возрастает (в зависимости от степени турбулизации потока) передача тепла с помощью конвекции. Прогрев такой смеси до температуры воспламенения осуществляется значительно быстрее, чем прогрев струй, движущихся ламинарно.

По этим причинам скорость распространения пламени в турбулентном потоке будет всегда значительно выше скорости распространения пламени в ламинарном потоке.

В турбулентном потоке различают два характерных случая распространения пламени.

В первом случае, когда масштаб турбулентности мал, по сравнению с толщиной фронта горения, имеет место мелкомасштабная турбулентность. Извилистость фронта горения при этом приводит к относительно небольшому, но заметному увеличению суммарной поверхности и, как следствие, к способности одновременного сжигания больших количеств горючей смеси на единицу поперечного сечения потока.

Во втором случае, когда масштаб турбулентности значительно больше толщины фронта пламени нормального горения, имеет место крупномасштабная турбулентность. В этом случае волнение поверхности фронта горения достигает такой значительной величины, что от него начинают отрываться отдельные горящие частицы смеси, которые продолжают лететь с потоком горячей смеси.

Во время полета частицы смеси дробятся последующими пульсациями и сгорают. Фронт пламени при этом представляет собой систему очажков горения в виде рваных, расчленяющихся и сгорающих частиц свежей горючей смеси.

Таким образом, при крупномасштабной турбулентности поверхность фронта горения, слагаясь из поверхностей газовых частиц, резко возрастает, приводя к пропорциональному возрастанию скорости распространения пламени. Скорость сгорания становится зависимой почти исключительно от тщательности и в то же время быстроты смешения струй газа и воздуха.

Приведенные соображения подтверждаются экспериментальными наблюдениями, констатирующими почти полную независимость скорости сгорания разных газов в промышленных топках от нормальной скорости распространения пламени.

Мелкомасштабная турбулентность и горение в ламинарном потоке присущи мелким горелкам, сжигающим горючие смеси в атмосфере воздуха или емкостях при температуре, незначительно отличающейся от температуры окружающей атмосферы. Линейная скорость горючей смеси, вытекающей из таких горелок, обычно 1—6 *м/сек.*

Крупномасштабная турбулентность создается в промышленных горелках, сжигающих газовоздушные смеси в топках или туннелях при температуре, значительно превосходящей температуру воспламенения

газовоздушной смеси. Линейная скорость вылета смеси из таких горелок укладывается в пределах 10—30 *м/сек.*

Так как при турбулентном потоке стабилизация фронта горения за счет естественного зажигательного пояска невозможна, то такой поясок, во избежание срыва и угасания пламени создается искусственно (рис. 13.6).

Часть горючей смеси до выхода из устья газовой горелки ответвляется через небольшие отверстия в кольцевое пространство, благодаря чему по периферии основного потока получается кольцо спокойного пламени, не отрывающегося при повышении нагрузки горелки. Практика показывает, что такое кольцевое пламя является надежным очагом, поджигающим основной поток газовоздушной смеси независимо от степени турбулентности потока.

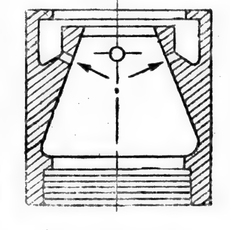


Рис. 13.6. Устройство для стабилизации фронта воспламенения основного потока газовоздушной смеси.

Другим способом является создание специальных дежурных огней при помощи небольших постоянно действующих горелок со стабильным фронтом воспламенения, которые поджигают турбулентный поток горючей смеси, вытекающей из основной горелки.

Стабилизация воспламенения при неустойчивых турбулентных режимах достигается также установкой перед горелкой (на некотором расстоянии от нее) специального теплоемкого керамического тепла, нагреваемого пламенем горящей смеси и поэтому находящегося в раскаленном состоянии. Такое тело после его нагрева до температуры, превышающей температуру воспламенения горючей смеси, становится источником непрерывного поджигания газовоздушной смеси, вытекающей из горелки. Кроме того, устойчивость очага горения, даже при крупномасштабной турбулентности потока смеси, обеспечивается правильной формой и размерами туннелей, в которых происходит частичное или полное сгорание смеси, направлением пламени на раскаленные своды, шамотные горки и т. п.

8. Принципы сжигания горючих газов

Основным условием для сжигания горючих газов является смешение их с воздухом, необходимым для протекания реакций горения.

Организация процессов сжигания газа в потоке с воздухом может основываться на различных принципах, крайними из которых являются кинетический и диффузионный.

При применении кинетического метода предварительно создается однородная газовоздушная смесь, которая и вводится в готовом для горения виде в топочное устройство. Характерной особенностью такой смеси является ее полная однородность, постоянство всех характеристик и содержание воздуха в размере не ниже теоретически потребного для полного сгорания газа ($\alpha > 1$).

При меньшем содержании воздуха ($\alpha < 1$) чисто кинетическим путем идет только первая стадия горения, до использования кислорода, находящегося в смеси.

Оставшиеся горючие газы, разбавленные продуктами сгорания первой стадии, сгорают за счет внешнего кислорода воздуха, т. е. по диффузионному принципу.

Сгорание предварительно подготовленной газовоздушной смеси ($\alpha > 1$) заканчивается на коротком пути.

Если кратер горелки расположен в раскаленной продуктами горения кирпичной кладке, как это часто имеет место в топочной практике, сгорание смеси происходит мгновенно.

Установлено, что верхний предел теплового напряжения топочных объемов, в которых сжигается газовоздушная смесь, может достигать 10^9 *ккал/м³/час*.

Существующие в настоящее время топки котлов и печей работают на тепловых напряжениях $200 \cdot 10^3 \div 300 \cdot 10^3$ *ккал/м³/час*, а туннели — на напряжениях $15 \cdot 10^6 \div 50 \cdot 10^6$ *ккал/м³/час*. Приведенные высокие напряжения свидетельствуют о том, что при кинетическом методе сжигания газа в промышленных топках работающих при высоких температурах, скорость распространения пламени в газовоздушной смеси не играет сколько-нибудь значимой роли. Скорость сгорания газа в таких топках зависит исключительно от скорости смешения газа и воздуха и скорости подачи подготовленных смесей в топку.

Высокие скорости сгорания газовоздушных смесей в нагретых до высоких температур туннелях, выполненных из тугоплавких керамических материалов, привели к введению понятий беспламенного сжигания газа и горелок беспламенного типа.

При диффузионном методе сжигания газа создаются такие условия, при которых газовоздушная смесь сгорает при ее образовании, т. е. при соприкосновении горючего газа и воздуха в соответствующих количественных соотношениях. В силу того, что скорость химических реакций горения при высоких температурах очага несоизмеримо выше скорости смесеобразования, скорость сгорания газа всегда равна скорости смешения газа с воздухом. Это весьма важное достоинство диффузионного метода позволяет в практических условиях легко регулировать скорость сжигания газа в самых широких пределах.

Изменяя интенсивность смешения газа с помощью различных конструктивных приспособлений (дробления или укрупнения струй газа и воздуха, изменения их взаимного расположения и направления), а также меняя скорости подачи газа и воздуха, можно уменьшать или удлинять зону их смешения и, следовательно, изменять длину факела пламени.

Наибольшую длину факела пламени можно получить при ламинарном течении потоков газа и воздуха, имеющих близкие начальные скорости, так как в этом случае смешение будет происходить только за счет медленной молекулярной диффузии.

Минимальные длины получаются при дроблении струй газа и воздуха, подаче их под углами и использовании специальных смесеобразователей, служащих для усиления турбулентной диффузии.

Кроме приведенных крайних методов, в топочной технике и особенно в бытовых приборах и установках получил широкое распространение смешанный метод сжигания горючих газов. По этому методу предварительно создается газовоздушная смесь, содержащая только часть воздуха, необходимого для горения ($\alpha < 1$), а остальной воздух подается извне. Воздух, идущий на образование газовоздушной смеси в горелках, называют первичным, а поступающий извне — вторичным.

Изменяя состав смеси, выдаваемой газовой горелкой предварительного смешения с помощью регулирующих устройств, можно переходить от чисто кинетического горения ($\alpha \geqslant 1$) к чисто диффузионному ($\alpha = 0$), проходя все промежуточные этапы между ними.

Сжигание газа по смешанному принципу обеспечивает работу горелок на газовоздушных смесях, находящихся вне пределов воспламеняе-

мости ($\alpha = 0{,}2 \div 0{,}6$). Это позволяет производить их регулировку по тепловой нагрузке в широких пределах, что является весьма важным для газовых приборов и установок.

9. Процесс горения газовоздушных смесей в свободной струе и туннеле

При горении в свободной струе однородной газовоздушной смеси выделяются три зоны по длине факела пламени (рис. 13.7 *а*):

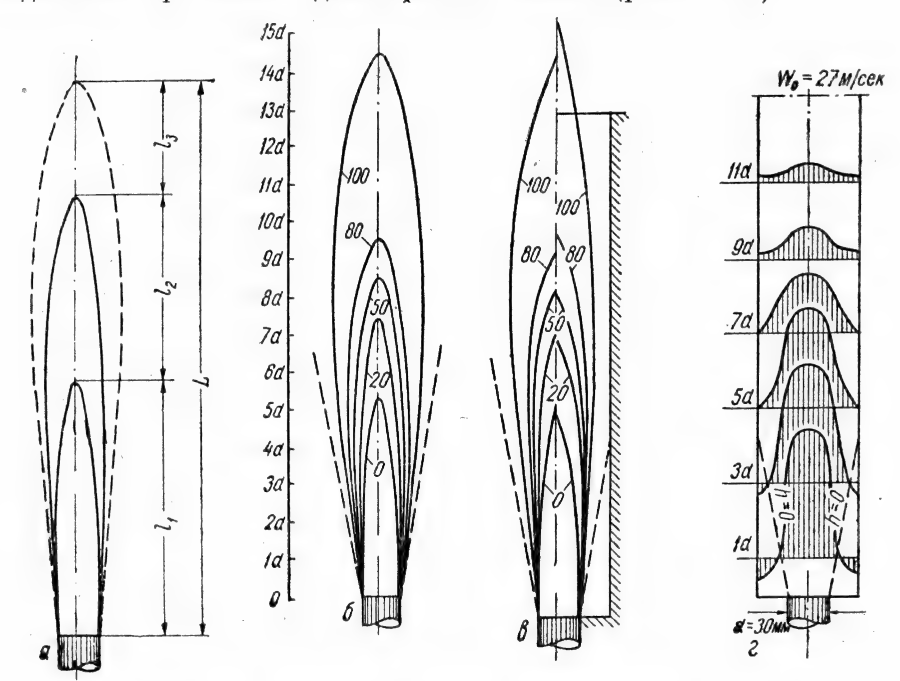


Рис. 13.7. Структура пламен и полей напоров в туннеле:

а — внешний вид свободно горящей струи; *б* — структура пламени свободно горящей струи; *в* — структура пламени в свободно горящей струе (левая часть) и в туннеле (правая часть); *г* — поля напоров в туннеле.

зона l_1 от устья горелки до начала воспламенения осевой струи (высота внутреннего конуса факела), характеризующая фронт воспламенения;

зона l_2 между поверхностями внутреннего и внешнего конусов, характеризующаяся ярким свечением и сгоранием в ней основной массы газа;

зона l_3 (маловидимая), в которой завершается процесс горения.

На рис 13.7 *б* приведены опытные данные Энергетического института относительной степени выгорания по CO_2 * однородной газовоздушной смеси смешанного газа теплотворной способностью 7700 *ккал/нм*^{3}.

---

* Под относительной степенью выгорания по CO_2 (x) понимается отношение (в %) истинной концентрации CO_2 в данной точке к наибольшей концентрации CO_{2max}, получаемой при полном сгорании газовоздушной смеси $x = \frac{CO_2}{CO_{2max}} \cdot 100\%$.

Данные опытов показывают, что внутри внутреннего конуса горения не происходит и относительная степень выгорания $x = 0$.

Далее, начиная от фронта пламени, идет быстрое нарастание степени выгорания x до 80—85%. Затем процесс замедляется, особенно при выгорании последних 3—5%.

Картина горения свободной струи газовоздушной смеси и той же смеси в туннеле приведена на рис. 13.7 *в*. Близость изоконцентрационных линий свидетельствует о сходстве структуры факелов и степени выгорания, особенно в области x до 80%.

Вместе с этим сгорание свободной струи имеет коренное отличие от сгорания в туннеле. В последнем в головной его части при вытекании из кратера горелки газовоздушной смеси образуются зоны отрицательных напоров (рис. 13.7 *г*), в которых происходит циркуляция раскаленных продуктов горения с периферии горящей струи к ее корню из областей, находящихся от кратера на расстоянии около $4d$ (где d — диаметр кратера).

Непрерывная подача к корню струи раскаленных продуктов горения, предохраняемых от остывания нагретыми стенками туннеля, обеспечивает устойчивое зажигание втекающей в туннель холодной газовоздушной смеси.

В противоположность этому устойчивое горение свободной струи при коэффициенте избытка воздуха большем или близком к единице и высоких скоростях истечения смеси из кратера возможно только при наличии постоянного искусственного поджигания.

Угол раскрытия горящей струи в огнеупорном туннеле составляет около 22°.

Величина коэффициента избытка воздуха α оказывает заметное влияние на характер сгорания.

При $\alpha = 1{,}0 \div 1{,}2$ кривые выгорания располагаются ближе к началу координат и имеют более крутой подъем, чем кривые при $\alpha < 1{,}0$ и $\alpha > 1{,}2$ (рис. 13.8 *а*).

Увеличение скорости вылета горючей смеси приводит к увеличению длины внутреннего конуса l_1 и общей длины горящей струи L, а следовательно и сдвиг от начала координат кривых выгорания и кривых изменения скоростей (рис. 13.8 *б*).

Увеличение диаметра кратера горелки приводит к некоторому уменьшению относительной длины $\frac{L}{d}$. Как приведенная, так и другие экспериментальные работы свидетельствуют, что:

а) полное сгорание однородной газовоздушной смеси при $\alpha = 1{,}15$ — —1,3 заканчивается на длине туннеля, равной 12—13 диаметрам кратера горелки;

б) уменьшение форсировки (снижение скорости газовоздушной смеси) приводит к ее выгоранию на более коротком пути;

в) стабилизация фронта воспламенения заканчивается на длине зоны отрицательных напоров, равной 4 диаметрам кратера.

Сокращение общей длины пламени достигается уменьшением диаметра кратера горелки, увеличением степени турбулентности потока или механическим воздействием на внутренний конус осесимметричных тел или конических вставок с завихривающими смесь лопатками.

На рис. 13.9 показана периферийная и центральная циркуляция продуктов горения при установке вблизи кратера горелки полого конуса. Это приводит к двухсторонней стабилизации пламени — с периферии

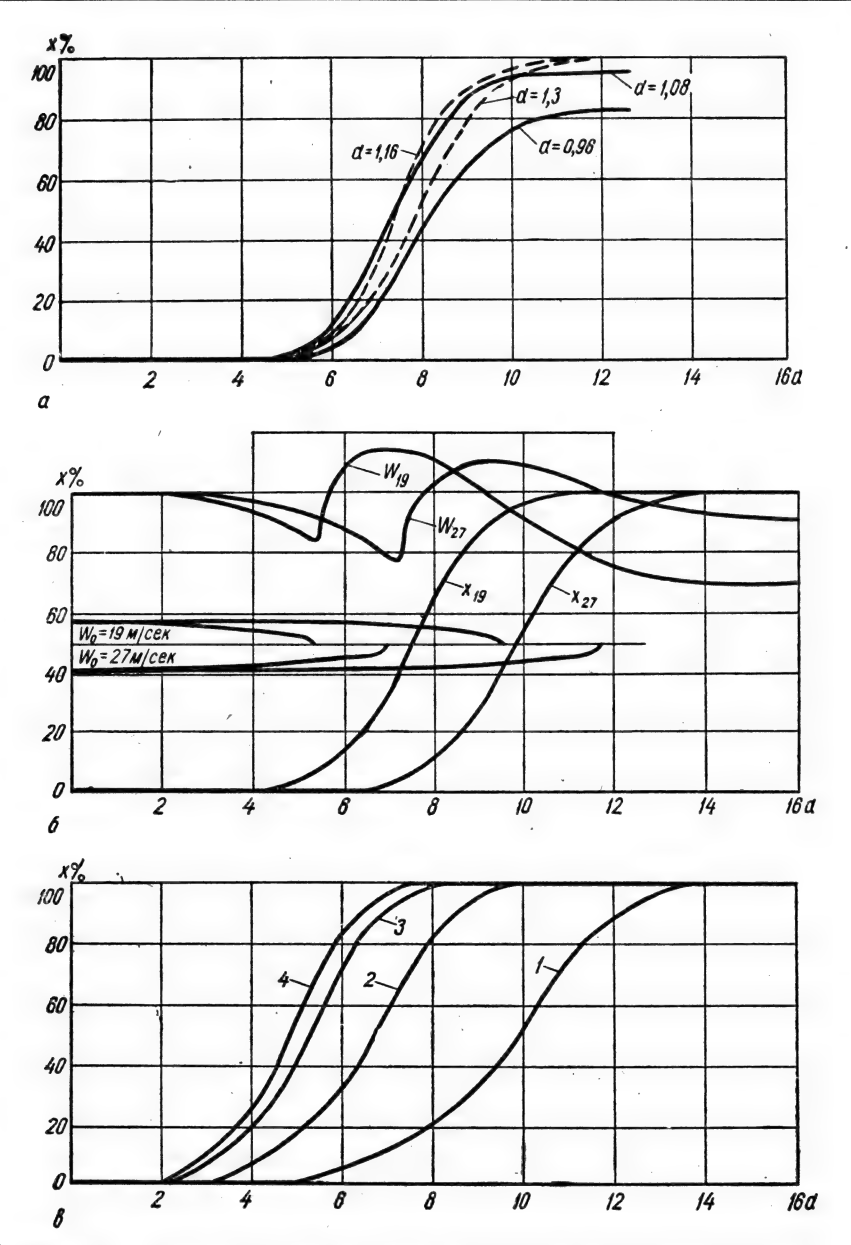


Рис. 13.8. Влияние отдельных факторов на процесс горения в туннеле:

а — влияние величины коэффициента избытка воздуха α на процесс выгорания ($W = 19$ *м/сек*, $d = 30$ *мм*); *б* — влияние начальной скорости потока W на характер кривых выгорания и кривых скорости ($\alpha = 1{,}15$, $d = 30$ *мм*); *в* — влияние размера диаметра кратера на характер кривых выгорания при $\alpha = 1{,}15$ (*1* — $d = 30$ *мм*, $W = 30$ *м/сек*; *2* — $d = 66$ *мм*, $W = 30$ *м/сек*; *3* — $d = 90$ *мм*, $W = 30$ *м/сек*; *4* — $d = 90$ *мм*, $W = 26$ *м/сек*).

и изнутри струи и увеличению поверхности соприкосновения втекающих в туннель холодных и циркулирующих внутри туннеля раскаленных газов.

В сочетании с высокой турбулентностью потока, возникающей при завихрениях, это ведет к резкому сокращению общей длины пламени и,

как следствие, к увеличению объемного теплового напряжения туннеля.

Количественная характеристика протекания процесса выгорания смеси московского городского газа* при $\alpha = 1,05 \div 1,07$ в туннеле приведена на рис. 13.10. Левая часть рисунка отображает степень выгорания газовоздушной смеси в туннельной горелке обычного типа (без вставки) с диаметром кратера 90 *мм* и диаметром туннеля 260 *мм*.

Правая часть показывает степень выгорания смеси при установке по оси струи гладкого полого конуса диаметром 60 *мм*, основание которого располагалось на расстоянии 30 *мм* от кратера горелки.

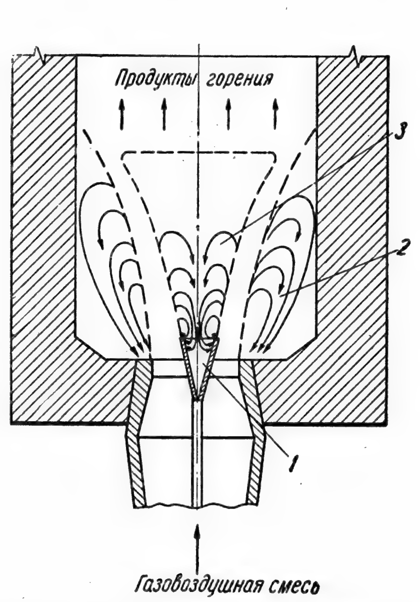


Рис. 13.9. Схема работы горелки с установкой осесимметричного полого конуса:

1 — полый конус; 2 — зона периферийной циркуляции продуктов горения; 3 — зона центральной циркуляции.

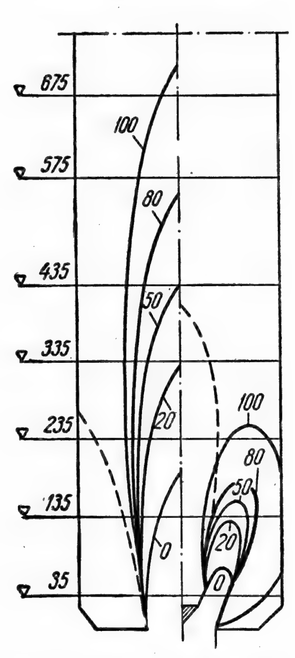


Рис. 13.10. Относительная степень выгорания газовоздушной смеси в туннеле: левая часть рисунка — без конической вставки; правая — с вставкой.

При скорости вылета смеси в обоих случаях около 30 *м*, сокращение длины пламени при введении конуса достигалось примерно в три раза, а увеличение теплового напряжения с 14 до 43 млн. *ккал/м*^{3} *час*. Сопротивление горелки при этом увеличивалось примерно в два раза, а при отодвижке основания конуса от кратера на 60 *мм* — только на 60%.

10. Важнейшие количественные характеристики сжигания горючих газов

Наиболее распространенными газовыми горелками—являются горелки, работающие по смешанному принципу сжигания газа. К ним относятся горелки всех современных типов газовых плит, водонагревателей, кипя-

* Состав газа (в процентах): $CH_4 = 59 \div 64$; $H_2 = 27 \div 31$; $C_m H_n = 1 \div 1,1$; CO — $2,6 \div 3,3$; $CO_2 = 0,8 \div 1,2$; $O_2 = 0,6 \div 1,4$; $N_2 = 2,2 \div 4,6$.

тильников, отопительных печей, стиральных машин, ресторанных плит, паровых и водонагревательных котлов малой теплопроизводительности и многих других мелких установок, переоборудуемых для сжигания газа.

Характерной особенностью сжигания газа в таких установках является то, что процесс сгорания происходит либо в окружающей атмосфере, либо в топках, имеющих температуру в местах размещения горелок и их огневых отверстий, близкую к температуре наружного воздуха.

Сжигание газа в таких условиях представляет наибольшие трудности, так как стабилизация фронта воспламенения в большинстве случаев может быть организована только за счет естественного зажигательного пояска.

Вместе с этим такие горелки должны обеспечивать не только полноту сгорания газа, но и надежную устойчивость горения (стабилизацию фронта воспламенения) в широких пределах колебания их тепловых нагрузок.

Под устойчивостью горения понимается отсутствие отрыва и обратного удара пламен при всех технологически необходимых режимах работы горелок.

Приводимые ниже экспериментальные характеристики сжигания газов применимы для наиболее распространенных в практике газоснабжения городов горючих газов средних составов: природного, сланцевого, коксового, сжиженного и некоторых смесей. Этими же данными можно пользоваться и для других газов, если нормальная скорость распространения пламени для них не сильно ($\pm 10\%$) отличается от нормальных скоростей распространения пламен указанных газов.

Отрыв пламен от огневых отверстий. Если скорость газовоздушной смеси в направлении, нормальном к поверхности внутреннего конуса пламени, превышает скорость распределения пламени этой смеси, то пламя будет отрываться от огневых отверстий. При этом в практике наблюдаются следующие явления: срыв пламен с огневых отверстий, вызывающий угасание факелов; отрыв от огневых отверстий горелки, когда пламена достигают нового достаточно устойчивого положения в газовом потоке над горелкой; срыв поднятых пламен, ведущий к угасанию факелов; обратный отброс приподнятых факелов к огневым отверстиям и создание взвешенных над горелкой пламен, при поджигании струи на некотором расстоянии от горелки.

Срыв и отрыв пламен представляют собой однородные явления, так как приводят к отделению пламен от огневых отверстий горелки.

Срыв пламен с угасанием факелов является совершенно недопустимым явлением, так как приводит к появлению в атмосфере помещения или топки несгоревшего газа, способного образовывать взрывчатые или токсически опасные концентрации.

Недопустим и отрыв пламен с устойчивым положением факелов над горелкой, так как при этом возникает химический недожог, приводящий к накоплению в окружающей атмосфере окиси углерода.

Явления отрыва пламен имеют место при значительном повышении процентного содержания первичного воздуха в смеси, а также при постоянном процентном его содержании, но при чрезмерном увеличении количества газа, подаваемого в смеситель горелки.

Оба эти фактора приводят к увеличению скорости газовоздушной смеси и превышению ее в нормальном к поверхности внутреннего конуса пламени направлении над скоростью распространения пламени. Момент, при котором пламя начинает отрываться от огневых отверстий, получил название предела отрыва пламен. Пределы отрыва пламен являются

важнейшей характеристикой газовых горелок и служат мерой их конструктивного совершенства.

Часто эти величины выражаются в процентах первичного воздуха, при которых в заданных условиях имеет место отрыв пламен.

На рис. 13.11 приведены экспериментальные кривые* пределов отрыва пламен природного газа для разных огневых отверстий, в зависимости

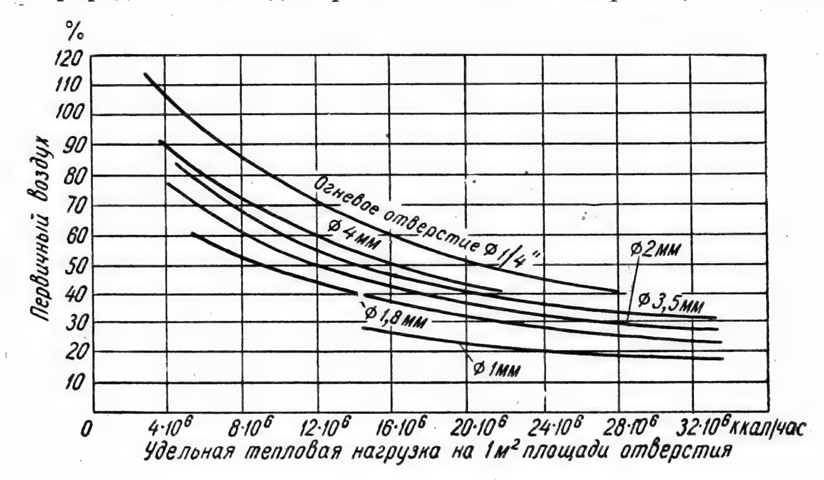


Рис. 13.11. Экспериментальные кривые пределов отрыва пламен природного газа для разных огневых отверстий в зависимости от удельной тепловой нагрузки и процентного содержания первичного воздуха в смеси.

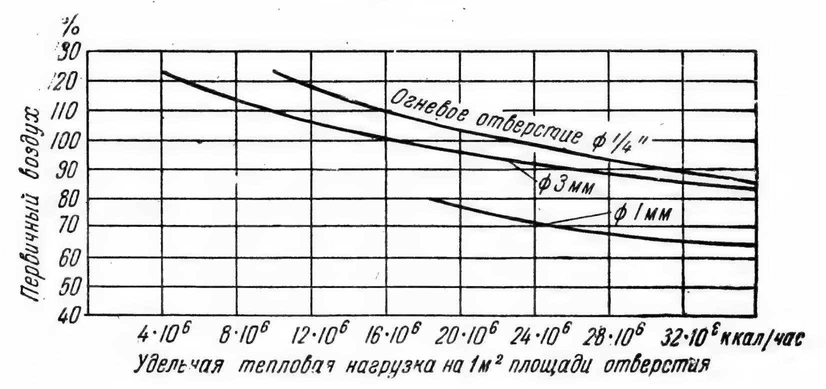


Рис. 13.12. Экспериментальные кривые пределов отрыва пламен коксового газа для разных отверстий в зависимости от удельной тепловой нагрузки и процентного содержания первичного воздуха в смеси.

от удельной тепловой нагрузки и процентного содержания первичного воздуха в газовоздушной смеси.

Аналогичные данные для коксового газа и бутана представлены на рис. 13.12 и 13.13.

Приведенные кривые показывают, что пределы отрыва зависят от вида газа, тепловой нагрузки и размера огневых отверстий. Так, при удельной тепловой нагрузке $20 \cdot 10^6$ *ккал/м²/час* отрыв пламен для отверстий

* Экспериментальные данные Американской газовой ассоциации.

диаметром $^1/_4''$ наступит для природного газа при содержании воздуха в смеси в размере свыше 52% от теоретически потребного количества. Для тех же условий отрыв пламен коксового газа произойдет при содержании воздуха в смеси в размере 103%. Это свидетельствует о том, что природный газ имеет наибольшую тенденцию к отрыву (в силу низкого предела отрыва), тогда как коксовый газ, с высоким содержанием водорода, обладает минимальной потенциальной способностью к отрыву.

С уменьшением диаметра отверстий до 1 *мм* в условиях той же тепловой нагрузки отрыв пламен происходит: для природного газа при содержании в смеси 24% первичного воздуха, а для коксового газа — 76%.

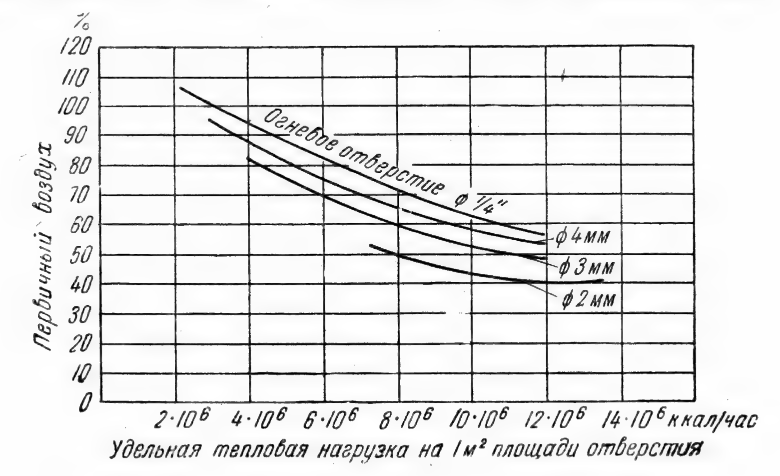


Рис. 13.13. Кривые пределов отрыва пламен бутана для разных отверстий в зависимости от удельной тепловой нагрузки и процентного содержания первичного воздуха в смеси.

Кривые для всех газов имеют тенденцию приближения к оси абсцисс по мере увеличения удельной тепловой нагрузки. Это свидетельствует о том, что по мере роста тепловой нагрузки количество первичного воздуха в смеси для предупреждения отрыва должно уменьшаться для всех газов.

Изложенное позволяет сделать следующие выводы.

1. Чем большими нормальными скоростями распространения пламен обладают горючие газы, тем большими в равноценных условиях могут быть приняты удельные тепловые нагрузки и, следовательно, тем выше будут линейные скорости движения газовоздушной смеси через огневые отверстия.

2. Горючие газы, обладающие высокими нормальными скоростями распространения пламен, имеют и высокие пределы отрыва пламен, т. е. могут сжигаться с большим процентным содержанием первичного воздуха в смеси (от теоретически потребного количества) по сравнению с газами, имеющими низкие скорости распространения пламен.

3. Увеличение размеров отверстий приводит к повышению пределов отрыва пламен, т. е. к увеличению допустимого процентного содержания первичного воздуха в смеси.

4. Снижение размера отверстий приводит к снижению пределов отрыва пламен, т. е. к уменьшению количества первичного воздуха в смеси.

5. Увеличение тепловой нагрузки обусловливает снижение предела отрыва пламен, а уменьшение — повышение этого предела.

Процентное содержание первичного воздуха в смеси, при котором происходит отрыв пламен природного газа, может быть приближенно подсчитано по следующей эмпирической формуле:

$$\lg (A \cdot \sqrt{R}) = -0{,}008\, B, \qquad (13.23)$$

где A — эмпирический коэффициент, зависящий от диаметра отверстий и вида газа;

R — отношение действительной удельной тепловой нагрузки к так называемой номинальной нагрузке, равной $4 \cdot 10^6$ *ккал/м²*;

B — содержание первичного воздуха в смеси, %.

Этой же формулой можно пользоваться для бутана и пропана, заменив величину 0,008 на 0,0084.

Содержание воздуха в смеси, приводящее к отрыву пламен коксового газа, приближенно подсчитывается по формуле:

$$\lg \frac{A}{R^{2/5}} = 0{,}01\, B, \qquad (13.24)$$

где A, R и B — то же, что в формуле 13.23.

Значение коэффициента A в зависимости от диаметра огневых отверстий и вида газа приведено в табл. 13.13.

Таблица 13.13

Значение коэффициента A в зависимости от диаметра горелочных отверстий в виде газа

Диаметр отверстий, *мм*	Значение коэффициента A		
	Природный газ	Бутан	Коксовый газ
4	0,21	0,22	17
3	0,22	0,25	15,5
2	0,24	0,28	15

Пример. Определить процент первичного воздуха в смеси, при котором происходит отрыв пламен природного газа, если диаметр огневых отверстий = 4 *мм*, а удельная тепловая нагрузка $16 \cdot 10^6$ *ккал/м²*.

Решение.

$$R = \frac{16 \cdot 10^6}{4 \cdot 10^6} = 4; \quad A = 0{,}21$$

$$\lg (0{,}21 \sqrt{4}) = -0{,}008\, B; \quad -0{,}377 = -0{,}008\, B;$$

$$B = \frac{0{,}377}{0{,}008} \approx 47\%.$$

Более удобные для практического использования при расчете газовых горелок данные для природного газа чисто газовых месторождений приведены на рис. 13.14 *.

* Данные рис. 13.14—13.16 приведены на основании обобщения экспериментальных работ, выполненных ЛНИИ АКХ, АГА и др.

Приближенные предельные скорости вылета газовоздушной смеси из огневых отверстий горелок даны в зависимости от количества первичного воздуха в смеси и диаметра отверстий.

На границе и выше указанных кривых происходит отрыв пламен, а ниже кривых — нормальное устойчивое горение.

Кривые показывают, что с увеличением диаметра отверстий может увеличиваться и предельная линейная скорость вылета газовоздушной смеси. Так, при равноценном количестве первичного воздуха в смеси, равном 60% от теоретически потребного количества, предельная скорость

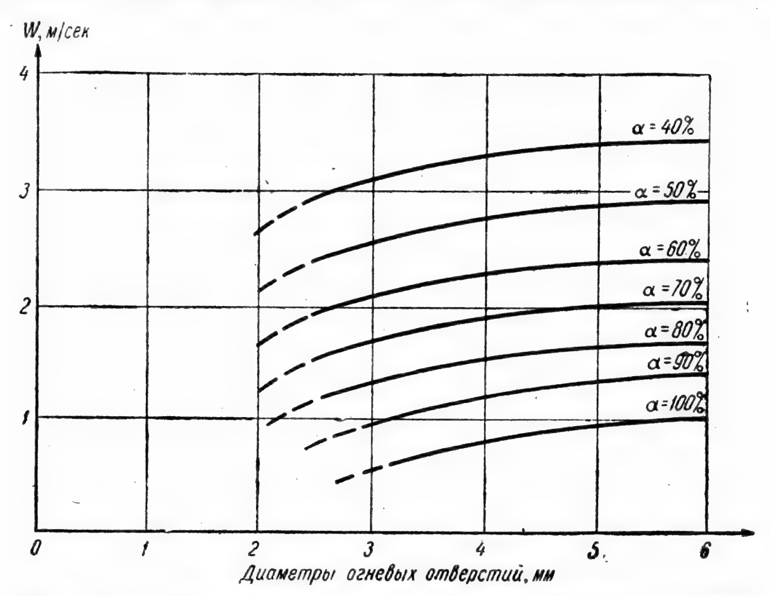


Рис. 13.14. Кривые предельных линейных скоростей для природного газа чисто газовых месторождений в зависимости от процентного содержания первичного воздуха в смеси и размера огневых отверстий.

смеси для отверстия диаметром 3 *мм* составляет 2,1 *м/сек*, а для отверстия 6 *мм* — около 2,4 *м/сек*.

Аналогичные кривые для сланцевого газа с теплотворной способностью 3400 *ккал/нм*^{3} приведены на рис. 13.15; для смеси сланцевого и природного газа теплотворной способностью 7500 *ккал/нм*^{3} (сланцевого газа 16%, природного 84%) — на рис. 13.16; для паров пропана и бутана — на рис. 13.17.

Этими же данными можно руководствоваться и при других газах, изменяя скорости вылета соответственно изменению нормальных скоростей распространения пламен в газовоздушных смесях. При этом следует пользоваться данными кривых, нормальные скорости распространения пламен которых наиболее близко подходят к другим газам.

Все приведенные характеристики даны для сгорания газовоздушных смесей в открытой наружной атмосфере при спокойном воздухе и холодных ($t = 20°$ С) газовоздушных смесях.

При более высокой температуре скорости вылета могут быть увеличены примерно пропорционально квадрату абсолютных температур. При инжектировании воздуха, содержащего кислорода менее 21% по

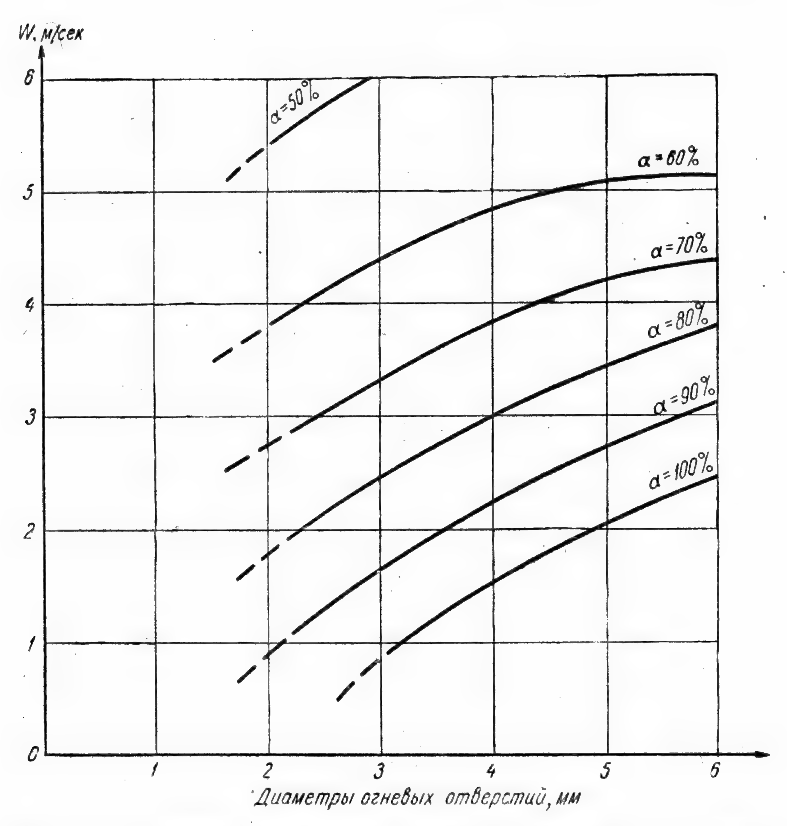


Рис. 13.15. Кривые предельных линейных скоростей для сланцевого газа в зависимости от процентного содержания первичного воздуха в смеси и размера огневых отверстий.

объему (смесь воздуха с продуктами сгорания), скорости вылета необходимо снижать пропорционально снижению нормальных скоростей распространения пламен.

Приближенные данные по отрыву пламен от крупных одиночных огневых отверстий (кратеров горелок) для природного газа чисто газовых месторождений приведены на рис. 13.18, а для смеси природного газа со сланцевым — на рис. 13.19.

Данные кривых соответствуют вылету холодной газовоздушной смеси в открытую атмосферу без искусственного стабилизатора фронта воспламенения. При наличии такого стабилизатора, например за счет искусственного зажигательного пояска (рис. 13.6), отрыва пламен не происходит при скоростях вылета горючих газовоздушных смесей до 20 и более *м/сек*.

Обратный удар пламени. Если скорость газовоздушной смеси в направлении, нормальном к поверхности внутреннего конуса пламени, станет ниже скорости распространения пламени, то произойдет обратный удар, и пламя проскочит через огневые отверстия внутрь горелки.

Тенденция пламен к обратному удару зависит от вида горючего газа, процентного содержания воздуха в смеси, скорости газовоздушной смеси, диаметра огневых отверстий и температуры газовоздушной смеси. Кроме

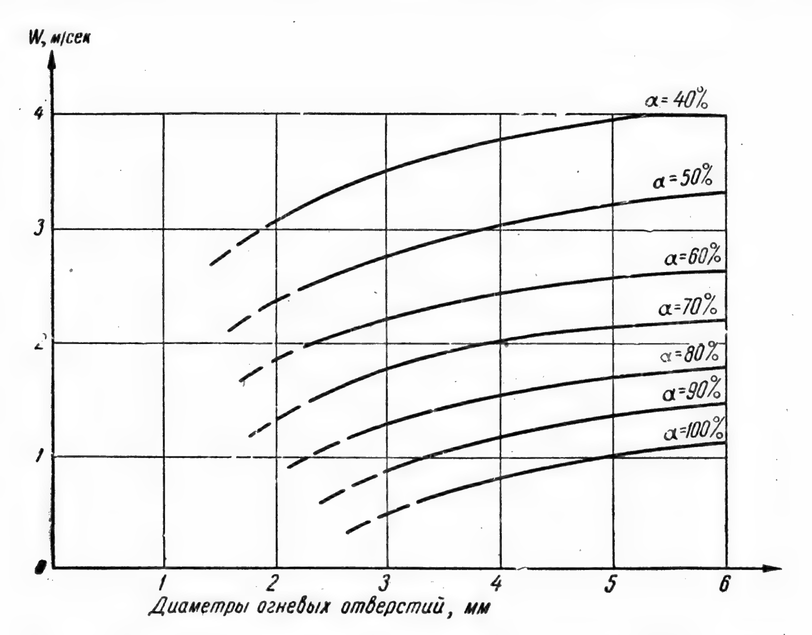


Рис. 13.16. Кривые предельных линейных скоростей для смеси природного и сланцевого газов ($Q_н$ = 7500 *ккал/нм*³) в зависимости от содержания первичного воздуха в смеси и размера огневых отверстий.

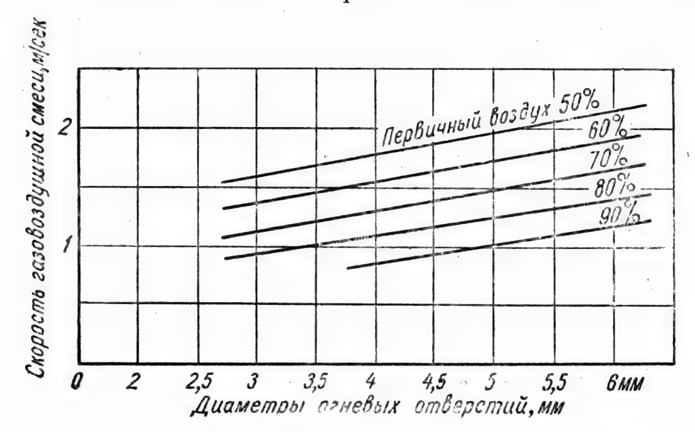


Рис. 13.17. Кривые предельных скоростей для смесей паров пропана и бутана с воздухом.

того, на обратный удар в некоторой мере оказывает влияние глубина отверстий и материал, из которого выполнена газовая горелка.

Обратный удар пламен является недопустимым в эксплуатации явлением, так как приводит к горению смеси внутри горелки, ее нагреву, нарушению инжекции первичного воздуха и неполноте сгорания газа. Проскок пламен обычно сопровождается хлопком с последующим шумом и свистом при горении газовоздушной смеси внутри горелки.

Свойство пламен давать обратный удар примерно прямо пропорционально скорости распространения пламен в газовоздушных смесях. Поэтому искусственные газы (коксовый, водяной и др.), содержащие зна-

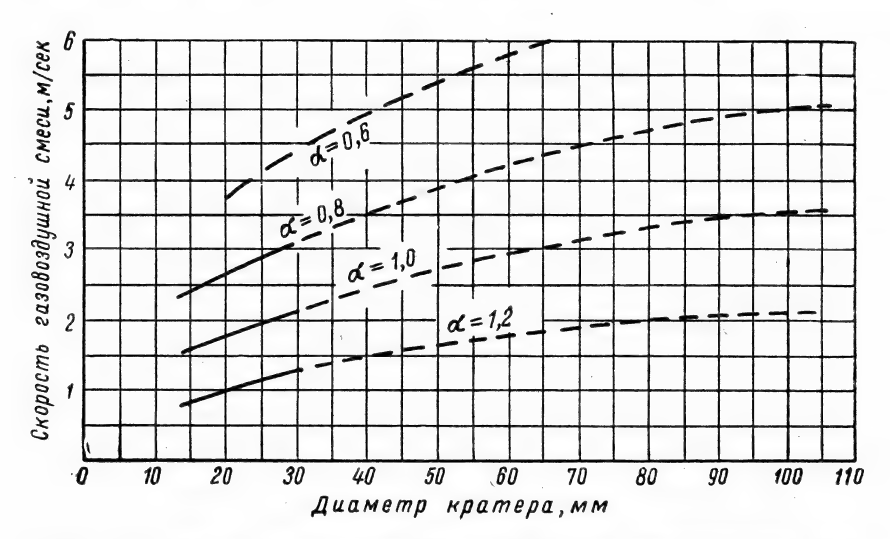


Рис. 13.18. Кривые предельных скоростей вылета газовоздушных смесей природного газа из кратеров горелок в атмосферу в зависимости от их размера и коэффициента избытка воздуха α.

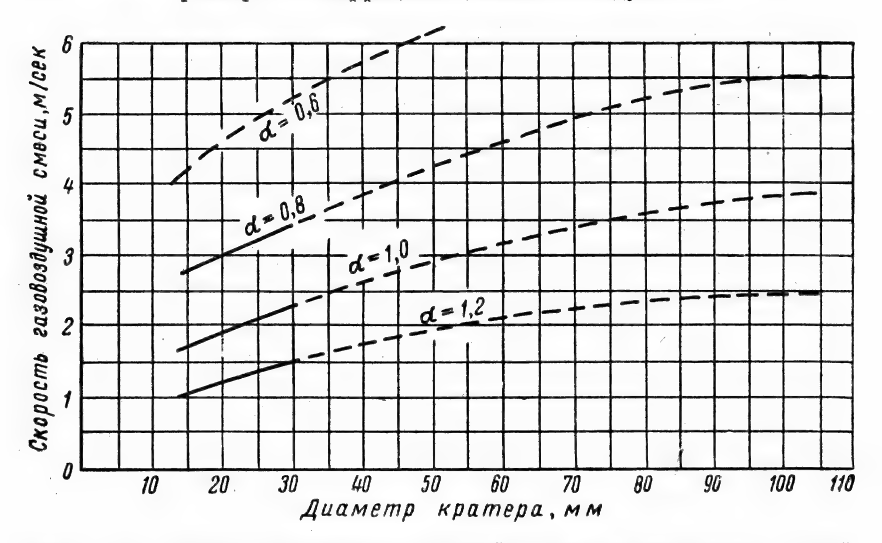


Рис. 13.19. Кривые предельных скоростей вылета газовоздушных смесей природного и сланцевого газов из кратеров горелок в атмосферу в зависимости от их размера и коэффициента избытка воздуха α.

чительное количество водорода, дают проскоки значительно чаще, чем газы природные, не содержащие водорода и обладающие низкой скоростью распространения пламен. Поэтому в практике сжигания газов обратных ударов следует опасаться при применении искусственных газов, а отрыва пламен — при использовании природных газов.

На рис. 13.20—13.22 приведены кривые обратного удара пламен смесей различных газов с воздухом в наружной атмосфере в зависимости от размера кратеров (огневых отверстий) и содержания первичного воздуха в смеси.

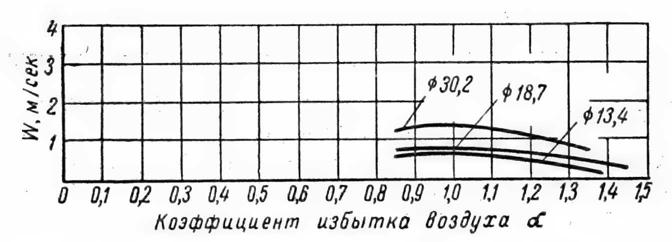


Рис. 13.20. Кривые обратного удара пламен смеси природного газа с воздухом в зависимости от диаметра кратера и коэффициента избытка первичного воздуха α.

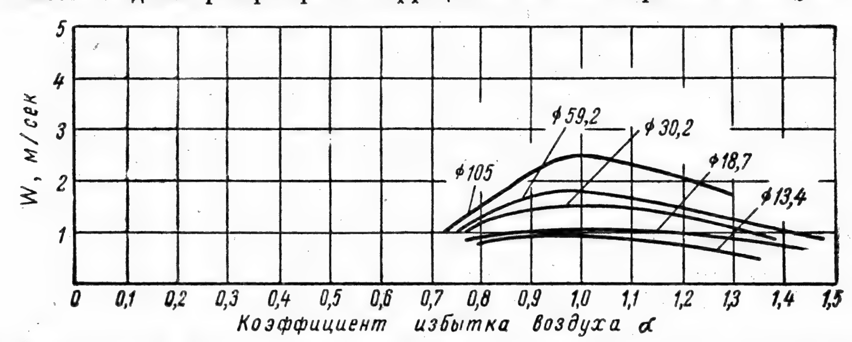


Рис. 13.21. Кривые обратного удара пламен смеси сланцевого газа с воздухом в зависимости от диаметра кратера и коэффициента избытка воздуха α.

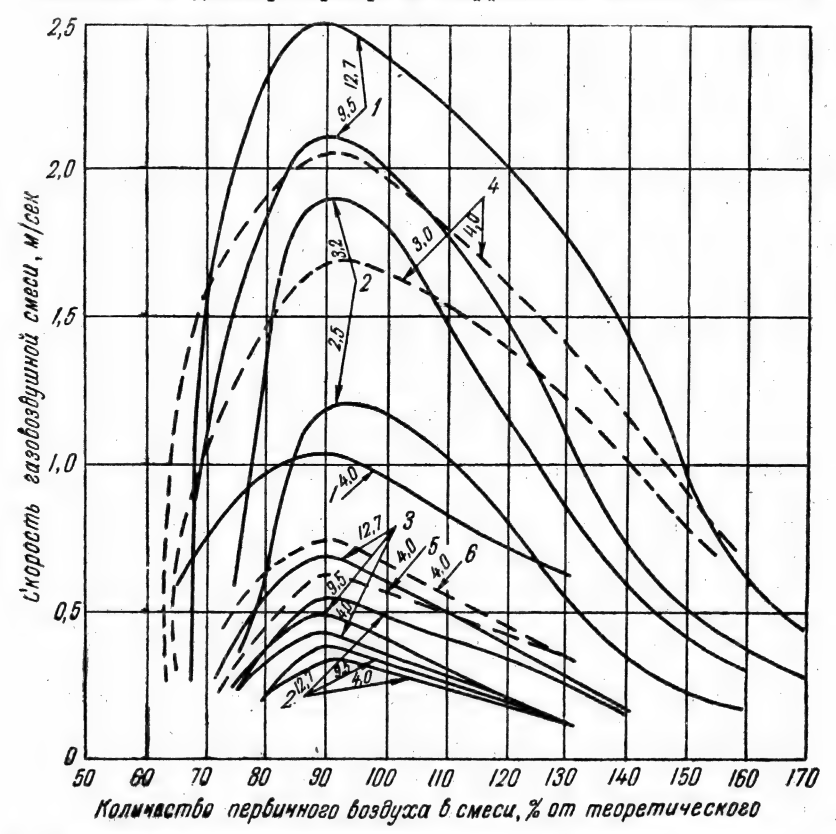


Рис. 13.22. Кривые обратного удара пламен для смесей различных газов с воздухом в зависимости от размера огневых отверстий и коэффициента избытка воздуха α: *1* — коксовый газ; *2* — природный газ; *3* — бутан; *4* — коксовый газ при температуре 400° С; *5* — природный газ при температуре 400° С; *6* — бутан при температуре 400° С.

На линии кривых и ниже их происходит обратный удар пламен, а выше кривых до пределов отрыва — устойчивое горение.

Подогрев смеси приводит к возрастанию скоростей, при которых происходит обратный удар, примерно пропорционально квадрату возрастания абсолютных температур.

Предотвращение обратных ударов достигается двумя путями: снижением количества первичного воздуха в смеси до размеров, образующих самопроизвольно негорючую смесь (содержание газа в воздухе больше верхнего предела воспламенения), и уменьшением величины огневых отверстий (за счет увеличения их количества) с размерами ниже критических величин. Размеры критических отверстий, через которые не происходит обратных ударов пламен, могут приниматься не более: для природных и сжиженных газов — 2,5 *мм*, сланцевых — 2,0 *мм*, коксовых — 1,5 *мм*, водорода — 0,9 *мм*.

Предотвращение химического недожога. С целью обеспечения полноты сгорания газа количество первичного воздуха в смеси должно быть не менее определенной величины, зависящей от вида газа, размера огневых отверстий, удельной тепловой нагрузки и других факторов.

При недостаточном содержании первичного воздуха в смеси на поверхности пламен образуются желтые края, свидетельствующие о потенциальной возможности возникновения химического недожога.

Наибольшую желтизну пламен дают ненасыщенные углеводороды, такие как этилен, бензол, ацетилен и др. Из насыщенных углеводородов сильную желтизну дают пропан, бутан и пентан и наименьшую — метан и этан.

Из изложенного не следует делать вывод о том, что возникновение желтых краев пламен всегда является нежелательным и свидетельствующим о неполноте сгорания. В ряде случаев, для получения высокого или длинного пламени, для передачи нагреваемым поверхностям значительного количества тепла с помощью излучения, при необходимости получения восстановительной или нейтральной среды, сознательно прибегают к созданию желтых краев пламени. Однако применение таких пламен допустимо только в установках, обеспечивающих полное развитие факела пламени, без соприкосновения его с холодными поверхностями. При омывании таким пламенем теплообменных поверхностей (водонагревательных и паровых котлов, бытовых водонагревателей, посуды и др.) неминуемо отложение углерода в виде сажи и возникновение в продуктах сгорания окиси углерода и других продуктов незавершенных реакций горения.

В горелках, сконструированных для голубого пламени, появление желтых краев является недопустимым, так как приводит, как правило, к возникновению химического недожога за счет увеличения высоты и омывания пламенем холодных поверхностей. Объясняется это тем, что факел голубого пламени всегда короче желтого или имеющего желтоватые края.

Процентное содержание первичного воздуха в смеси, приводящее к возникновению желтых краев пламен, в зависимости от вида газа, тепловой нагрузки и диаметра отверстий, приведено в табл. 13.14. При большем количестве первичного воздуха в смеси, чем указано в таблице, желтые края исчезают, факел пламени делается короче и приобретает ярко выраженный голубой оттенок.

Приведенные данные показывают, что увеличение диаметра горелочного отверстия приводит к необходимости значительного увеличения пер-

Таблица 13.14

Процентное содержание первичного воздуха в смеси, при котором края пламени имеют ярко выраженный желтый цвет (при глубине горелочных отверстий 10 *мм* и расстоянии между ними 25 *мм*)

Диаметры горелочных отверстий, *мм*	Природный газ			Бутан			Коксовый газ		
	Процент первичного воздуха, приводящий к появлению желтых краев пламени, при удельной тепловой нагрузке, *ккал/м² час*								
	$7 \cdot 10^6$	$8 \cdot 10^6$	$10 \cdot 10^6$	$7 \cdot 10^6$	$8 \cdot 10^6$	$10 \cdot 10^6$	$7 \cdot 10^6$	$8 \cdot 10^6$	$10 \cdot 10^6$
6	38	39	40	57	57	58	19	20	21
4	25	27	30	50	52	54	7	10	12
3	20	22	24	42	46	48	3	6	8
2	11	13	15	30	32	38	—	—	—

вичного воздуха в смеси, чтобы избежать желтых краев пламени. Наибольшее процентное содержание воздуха в смеси присуще бутану и наименьшее — коксовому газу. Увеличение удельной тепловой нагрузки лишь незначительно влияет на процент первичного воздуха в смеси.

Для предотвращения возникновения желтых краев пламени содержание воздуха в смеси следует принимать несколько большим, чем приведено в табл. 13.14. Поэтому горелки конструируют таким образом, чтобы они могли в случае необходимости засасывать воздуха больше (примерно на 20%), чем это требуется при обычной их работе. По этой причине при расчете и конструировании газовых горелок процентное содержание первичного воздуха в смеси принимают в зависимости от диаметра горелочных отверстий в пределах следующих величин (в процентах): для коксового и сланцевого газов 30—50; для природного газа 40—60; для бутана, пропана и их смесей 50—70.

Чрезмерно завышать содержание первичного воздуха в смеси не следует, так как это будет приводить к повышению вероятности отрыва пламен от огневых отверстий. Исключение составляют только горелки, оборудуемые критическими размерами отверстий или снабженные искусственными стабилизаторами фронта воспламенения, содержание первичного воздуха в которых может доводиться до 100% и более.

Снижение количества воздуха (для предотвращения отрыва пламен) достигается установкой на горелках воздушных заслонок или других приспособлений, позволяющих регулировать процентное содержание первичного воздуха в смеси.

Предотвращение отрыва пламен на горелках, оборудованных критическими отверстиями при $\alpha \geqslant 1{,}0$, достигается применением большого числа отверстий и скоростей вылета смеси меньше пределов отрыва.

Влияние на процесс горения расстояния между огневыми отверстиями. Для обеспечения быстрого распространения пламени от отверстия к отверстию и предотвращения слияния факелов расстояние между отверстиями должно быть определенной величины. Чрезмерное уменьшение расстояний между отверстиями приводит к слиянию отдельных факелов пламен, затруднению поступления вторичного воздуха к каждому факелу в отдельности, увеличению высоты пламен и возникновению химического недожога.

Чрезмерное увеличение интервала между отверстиями приводит к невозможности самопроизвольного (без поджигания каждого факела в отдельности) и быстрого распространения пламени от отверстия к отверстию. При этом особенно неустойчиво перемещается пламя в том случае, когда смесь газа с первичным воздухом близка к пределу отрыва пламени.

Расстояния между осями круглых отверстий, обеспечивающие быстрое распространение пламени и невозможность слияния факелов для различных размеров горелочных отверстий, приведены в табл. 13.15.

Таблица 13.15

Расстояния между осями огневых отверстий в зависимости от их размера и коэффициента избытка первичного воздуха α

Диаметры огневых отверстий, *мм*	Максимальные расстояния (в *мм*) в зависимости от величины α				Минимальные расстояния (в *мм*) в зависимости от величины α			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0{,}2$	$\alpha = 0{,}4$	$\alpha - 0{,}6$	$\alpha = 0$	$\alpha = 0{,}2$	$\alpha = 0{,}4$	$\alpha = 0{,}6$
1,0	15	7	4	—	7	5	4	—
2,0	20	13	8	6	11	9	7	5
3,0	22	18	12	8	14	12	9	6
4,0	24	20	15	11	16	14	12	8
5,0	27	23	19	15	18	16	14	10
6,0	30	26	22	18	20	18	16	13

При расположении огневых отверстий в два и более рядов расстояния между отверстиями рекомендуется принимать близкими к максимальным, приведенным в табл. 13.15. Отверстия при этом должны располагаться в шахматном порядке. Расстояния между рядами должны быть не менее удвоенных расстояний между отверстиями и только как минимум равны им.

Для предотвращения появления желтых краев пламен процентное содержание первичного воздуха в смеси для каждого дополнительного ряда отверстий должно быть увеличено на 5—7%.

Влияние глубины и вида огневых отверстий. Глубина огневых отверстий оказывает влияние на пределы отрыва и обратного удара пламен, а также на степень инжекции первичного воздуха. Опытные данные показывают, что увеличение глубины огневых отверстий до определенного предела приводит к увеличению пределов отрыва и снижению вероятности обратного удара.

Для обеспечения нормальной работы горелки глубину отверстий можно принимать в размере трех диаметров, но не более 12 *мм* для крупных отверстий.

Увеличение глубины отверстий нецелесообразно. Не оказывая значительного воздействия на проскок пламени, оно приводит к снижению процентного содержания первичного воздуха в смеси.

Проскок пламени начинается по краям горелки, так как скорость потока у краев, вследствие тормозящего воздействия стенок, минимальна. Поэтому неправильно просверленное отверстие (наличие шероховатостей, заусениц, обломков краев и т. п.) значительно увеличивает опасность проскока. Лучшей гарантией, предотвращающей проскок пламени внутрь горелки, является снижение диаметров горелочных отверстий до критических размеров и ниже их.

Создание глубоких отверстий до последнего времени достигалось применением выпуклых (приподнятых над корпусом горелки) отверстий. При этом предполагалось, что такие отверстия улучшают качество горения, так как облегчают доступ вторичного воздуха к каждому факелу в отдельности. Проведенные эксперименты, однако, не подтвердили этого предположения. Опытами было установлено, что поступление вторичного воздуха и другие характеристики горения как на приподнятых, так и на плоских отверстиях при равноценных условиях сжигания газа и равной глубине отверстий одинаковы. Это позволяет отказаться от сложного литья, необходимого для изготовления выпуклых отверстий, и перейти

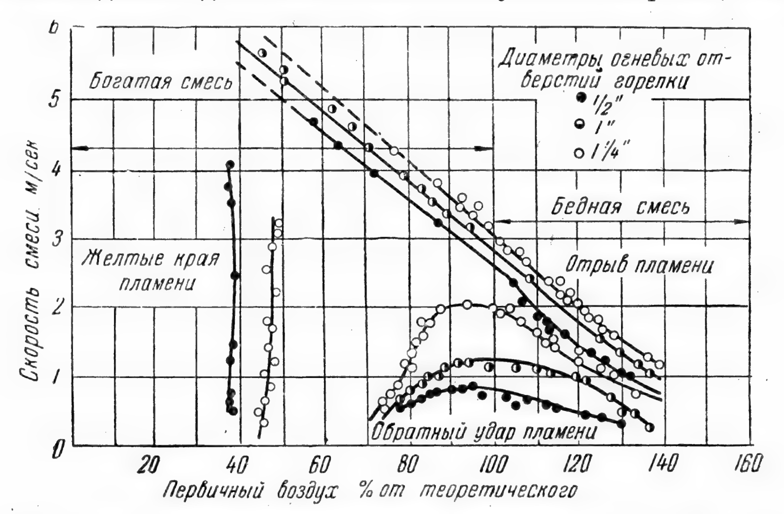


Рис. 13.23. Пределы возникновения желтых краев пламен, их отрыва и обратного удара для смесей природного газа с воздухом.

на массовое изготовление простых горелок с плоскими сверлеными отверстиями. Выпуклые отверстия следует применять только при необходимости облегчения веса горелок.

Снижение глубин горелочных отверстий допустимо при возможности и целесообразности работы горелок с низким содержанием первичного воздуха в смеси, а также при использовании критических размеров отверстий.

Пределы устойчивости пламен. Пределы устойчивости пламен при нормальном сжигании газа зависят от пределов отрыва и обратного удара.

На рис. 13.23 приведены опытные характеристики сжигания природного газа в зависимости от процентного содержания первичного воздуха в смеси и линейной скорости движения ее через одиночные огневые отверстия (кратеры горелок различных размеров: $^1/_2''$; $1''$и $1^1/_4''$).

Левыми вертикальными кривыми показаны пределы возникновения желтых краев пламен для двух горелок диаметром $^1/_2''$ и $1^1/_4''$. На границе и левее этих кривых возникают желтые края пламен, правее кривых желтизна исчезает, и пламя становится прозрачным с голубоватым оттенком. Кривые показывают, что для предупреждения химического недожога содержание воздуха в смеси должно быть для кратера $^1/_2''$ более 38%, а для кратера $1^1/_4''$ свыше 48%. Наклонными кривыми показаны пределы отрыва пламен. Правее кривых и на их границе происходит отрыв пламен, а левее — нормальное устойчивое горение.

Эти кривые показывают взаимозависимость пределов отрыва пламен, скорости смеси и диаметра кратера. При постоянной скорости движения смеси и увеличении размера кратера пределы отрыва возрастают. Так, при скорости смеси 3 *м/сек* содержание первичного воздуха в смеси для горелки диаметром $^1/_2''$ составляет 91%, а для горелки $1^1/_4''$—100%.

При равноценном содержании первичного воздуха в смеси скорость смеси (до отрыва) увеличивается с возрастанием размера кратера.

Пределы обратного удара пламен для трех размеров горелок показаны *V*-образными кривыми. На границе и ниже кривых происходит проскок пламен внутрь горелок, а выше их, до кривых отрыва пламен, устойчивое горение. Кривые показывают, что вероятность обратного удара пламен зависит от процентного содержания первичного воздуха в смеси и от размера кратеров горелок. Увеличение размера кратеров и первичного воздуха в смеси до определенной величины приводит к увеличению вероятности проскока пламени внутрь горелок.

Устойчивость пламен определяется размером ординат между кривыми отрыва и обратного удара. Характер хода этих кривых показывает, что наибольшую устойчивость пламена имеют при таком содержании первичного воздуха в смеси, когда не происходит обратного удара при установившемся горении.

Так, при содержании первичного воздуха в смеси в размере 50—60% от теоретически потребного количества для полного сгорания газа линейная скорость движения смеси при устойчивом горении может изменяться в пределах от нескольких сантиметров до 5 *м/сек*. При дальнейшем увеличении первичного воздуха в смеси пределы устойчивости пламен сужаются и доходят до минимума при содержании воздуха в смеси свыше 100%. При этом кривые пределов отрыва пламен и проскока его внутрь горелки получают максимальное сближение. Если для горелки, имеющей кратер $1^1/_4''$, изменение линейных скоростей движения смеси при содержании первичного воздуха в размере 80% укладывается в пределы 1,2—4,2 *м/сек*, то при увеличении содержания первичного воздуха до 120% пределы скоростей сужаются до 1,2—2 *м/сек*. Характер хода кривых показывает также, что пределы устойчивости пламен для малых размеров горелок или огневых отверстий несколько шире, чем для больших.

При необходимости обеспечения устойчивости пламен в широких пределах изменения скоростей газовоздушной смеси применяются искусственные стабилизаторы фронта воспламенения рассмотренных ниже типов.

Глава четырнадцатая

ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

1. Типы газовых горелок

Газовыми горелками называются устройства, служащие для образования смесей газа с воздухом и подачи их к месту сжигания.

В ряде случаев газовые горелки служат для подачи в топку только газа или раздельно газа и воздуха без их смешения или с частичным смешением внутри горелки или на выходе из нее.

Все современные конструкции газовых горелок по способу подачи газа и воздуха и месту образования горючей смеси могут быть разделены на три основных типа: диффузионные горелки, инжекционные горелки и горелки с принудительной подачей воздуха. В практике имеется не мало примеров, когда в одной конструкции совмещаются принципы подачи газа и воздуха и способы образования газовоздушных смесей, присущие двум или даже трем типам горелок.

Кроме чисто газовых горелок, получили распространение комбинированные газомазутные и пылегазовые горелки, сжигающие раздельно или совместно смеси горючих сред с воздухом.

При диффузионных горелках в камеру сжигания подводится только газ, а воздух подается за счет разрежения, создаваемого в топке дымовой трубой, и эжектирующего действия газовых струй. Смешение газа с воздухом происходит за горелкой непосредственно в камере сжигания, в которой процессы смешения и горения развиваются параллельно.

Так как скорость сгорания газа является функцией скорости смешения газа и воздуха, длина факела пламени и его светимость получают при таких горелках наибольшее развитие.

В инжекционных горелках образование газовоздушной смеси происходит внутри самих горелок. Этот тип горелок обеспечивает подвод в камеру сгорания однородной газовоздушной смеси. При подаче через горелку всего воздуха, необходимого для сжигания газа ($\alpha \geqslant 1{,}0$), сгорание происходит по чисто кинетическому принципу, а при подаче недостаточного количества воздуха ($\alpha < 1{,}0$) по смешанному принципу.

При $\alpha \geqslant 1{,}0$ факел пламени получается предельно коротким и прозрачным; полное сгорание газа заканчивается в минимальном топочном объеме и в любой атмосфере, в том числе и в атмосфере собственных продуктов сгорания.

При $\alpha < 1{,}0$ по чисто кинетическому принципу идет только первая стадия горения до использования кислорода, находящегося в однородной смеси. Оставшиеся горючие газы и продукты незавершенного горения сгорают за счет внешнего кислорода воздуха, по диффузионному принципу. Процесс смешения в этом случае затягивается и факел пламени

получается более длинным и менее прозрачным, чем в инжекционных горелках при $\alpha \geqslant 1{,}0$.

В большинстве конструкций газовых горелок с принудительно подающимся воздухом не создается однородной газовоздушной смеси при коэффициенте избытка воздуха α большем или меньшем единицы (поля концентраций не выравниваются). Смешение газа с воздухом в таких горелках происходит внутри и вне горелки. Это приводит к затяжке смешения и сгорания и, как следствие, к созданию факела пламени той или иной длины и светимости.

В комбинированных газомазутных и пылегазовых горелках смешение горючих сред с воздухом происходит в большинстве случаев вне горелок, внутри амбразур или топок; факелы пламен в таких горелках достигают значительной величины, а светимость наибольшего развития.

2. Диффузионные газовые горелки

Диффузионные газовые горелки получили распространение в некоторых бытовых газовых приборах при сжигании искусственных газов с высокой скоростью распространения пламени в газовоздушной смеси (коксовый газ, газ высокотемпературной перегонки сланцев, генераторный газ парокислородного дутья под давлением). Значительно реже такие горелки применяются при сжигании природных газов.

Достоинством диффузионных горелок является простота их изготовления, небольшие габариты при значительных тепловых нагрузках, легкость обеспечения развития пламени по большим поверхностям любых форм, простота обслуживания, легкость регулирования нагрузки в широких пределах, равномерная температура (1000—1050° С) по всей длине факела пламени и передача значительного количества тепла нагреваемым поверхностям посредством радиации.

Недостатком этих горелок является опасность соприкосновения пламен с обогреваемыми холодными поверхностями, так как это приводит к неполноте сгорания, отложению сажи и снижению к. п. д. приборов.

По этой причине диффузионные горелки применяют только в тех газовых приборах и установках, где требуется невысокая и равномерная температура пламени и возможно устройство достаточных топочных объемов. К таким приборам и установкам относятся газовые водонагреватели и некоторые конструкции отопительных печей, водонагревательных и паровых котлов.

Процесс образования горючей смеси посредством диффузии воздуха в струю газа, скорость сгорания этой смеси и, как следствие, длина факела зависят от вида газа, скорости его истечения из огневых отверстий и главным образом от толщины газовых струй. Поэтому для сокращения длины факелов пламен необходимо стремиться к уменьшению размеров огневых отверстий, и наоборот.

На рис. 14.1 приведена диффузионная газовая горелка, получившая распространение в проточных водонагревателях при сжигании искусственных быстрогорящих газов. Эта горелка применяется в проточном водонагревателе типа 2-ВВК-5 с тепловой нагрузкой 21600 *ккал/час* и предназначена для сжигания искусственных газов с низшей теплотворной способностью от 3200 до 4000 *ккал/нм*^{3}.

Горелка состоит из латунных распределительных трубок диаметром 7 *мм* и длиной 260 *мм*, присоединенных к коллектору диаметром 25 *мм*; расстояние между осями крайних распределительных трубок равно 120 *мм*.

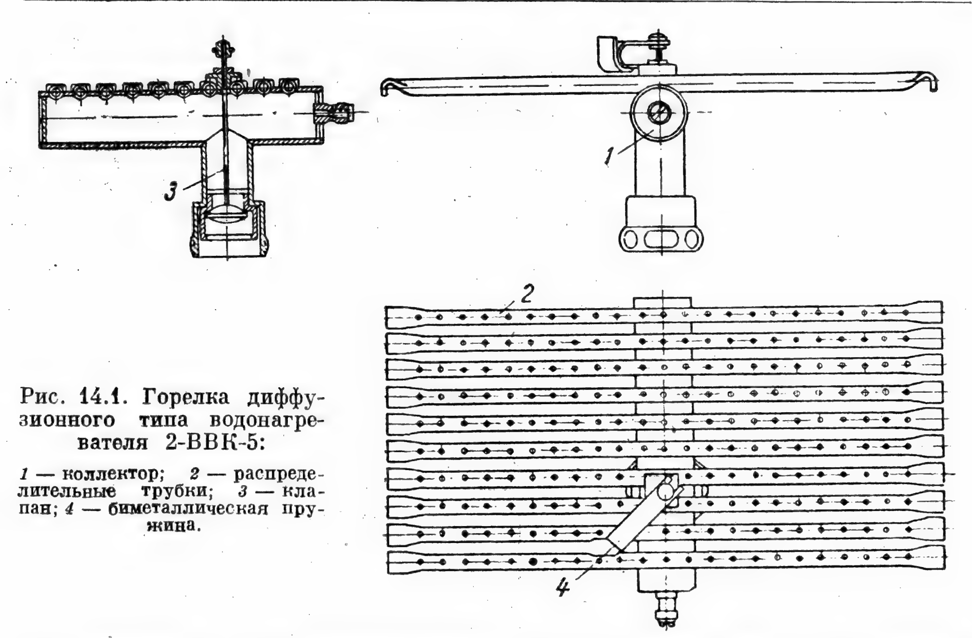


Рис. 14.1. Горелка диффузионного типа водонагревателя 2-ВВК-5:

1 — коллектор; 2 — распределительные трубки; 3 — клапан; 4 — биметаллическая пружина.

На поверхности распределительных трубок расположено: 238 огневых отверстий диаметром 0,7 *мм*, 60 отверстий диаметром 0,6 *мм* и 30 отверстий диаметром 0,5 *мм*; отверстия диаметром 0,5 и 0,6 *мм* расположены на средних трубках горелки. Расстояние между осями отверстий равно 8 *мм*, а между распределительными трубками 12 *мм*. Площадь горелки составляет 234 *см*^{2}, а живое сечение отверстий 111,5 *мм*^{2}.

Достоинством горелки является наличие предохранительного клапана, управляемого биметаллической пружиной термического действия, автоматически отключающего газ при его угасании или прекращении подачи.

Диффузионная горелка продольной формы, имеющая применение в Европе, приведена на рис. 14.2.

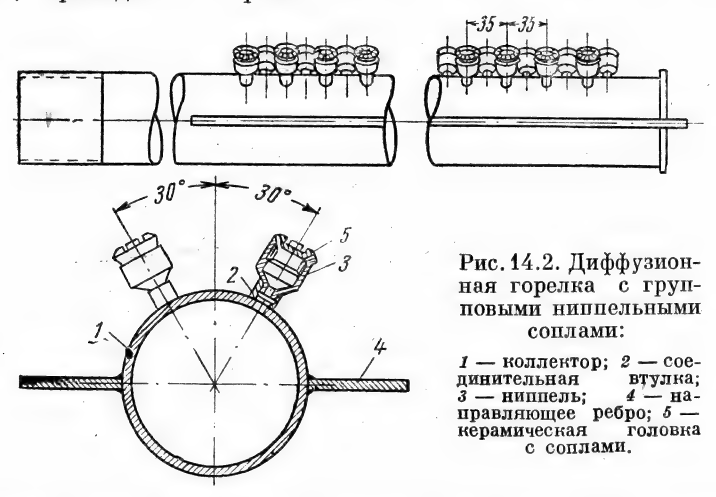


Рис. 14.2. Диффузионная горелка с групповыми ниппельными соплами:

1 — коллектор; 2 — соединительная втулка; 3 — ниппель; 4 — направляющее ребро; 5 — керамическая головка с соплами.

Горелка состоит из трубки, к которой под углом 30° к вертикальной оси приварены два ряда втулок, направленных в разные стороны. В каждую втулку ввинчивается ниппель с керамической головкой, имеющей

в зависимости от расхода газа 8—16 отверстий диаметром 0,8—1 *мм*. Керамическая головка обеспечивает продолжительность срока службы горелки и неизменность размеров газовых сопел из-за отсутствия коррозии.

Такими горелками оборудуются небольшие отопительные котлы, сушила и другие установки, использующие в качестве топлива искусственные быстрогорящие газы и обеспечивающие свободное развитие факела пламени.

Диффузионная горелка, получившая распространение в Куйбышеве при сжигании в котлах природного газа, приведена на рис. 14.3. Горелка

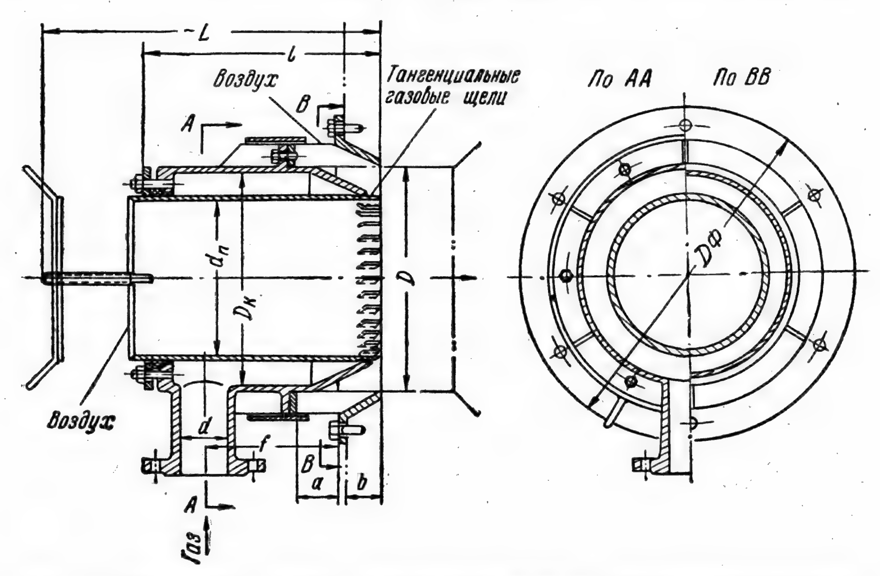


Рис. 14.3. Диффузионная горелка с закруткой газового потока для природного газа.

состоит из внутреннего стакана, вставленного в корпус большего размера. Газ через входной патрубок поступает в кольцевое пространство, образованное стаканом и корпусом. Далее газ проходит через тангенциальные щели, придающие ему вращательное движение, и поступает в топку.

Воздух под влиянием разрежения в топке подается через внутренний стакан (около 50% от теоретически потребного) и через внешний регистр.

Такие горелки работают при низком давлении газа (50—100 *мм* вод. ст.) и при среднем давлении (до 3000 *мм* вод. ст.), при котором изменяются только размеры и количество щелей.

Габаритные размеры и расход природного газа такими горелками приведены в табл. 14.1.

Диффузионные горелки этого типа на природном газе рекомендуются к применению при отсутствии других более совершенных горелок при обязательном наличии устойчивой тяги.

Величина разрежения в топке в месте установки горелок должна быть не менее: для горелок с расходом газа до 50 $м^3/час$ — 2 *мм* вод. ст., от 50 до 175 $м^3/час$ — 3 *мм* вод. ст., от 175 до 250 $м^3/час$ — 4 *мм* вод. ст. и выше 250 $м^3/час$ — 5 *мм* вод. ст.

Таблица 14.1

Характеристики диффузионных горелок (рис. 14.3)

Наименование величин	Расход газа горелками в ($м^3/час$) от и до					
	35—50	50—75	75—120	120—175	175—250	250—350
Размеры, *мм*						
d	32	50	70	80	80	100
d_n	100	150	207	259	259	259
$D_к$	200	250	300	350	400	400
D	200	250	300	350	400	400
$D_ф$	370	440	500	570	650	650
L	400	460	530	600	670	670
l	230	300	360	420	500	500
a	60	60	70	70	80	80
b	50	50	60	60	70	70
f	165	210	245	288	330	330

3. Инжекционные газовые горелки

Инжекционными газовыми горелками называются такие, в которых за счет энергии одного газа происходит засасывание (инжекция) другого газа и их взаимное смешение внутри корпуса горелки.

Образование однородной смеси в таких горелках наиболее часто осуществляется инжекцией воздуха из окружающей атмосферы за счет энергии струи газа, вытекающего из сопла. Значительно реже для инжекции и смешения используется энергия сжатого воздуха. В последнем случае давление инжектируемого газа доводится до величины атмосферного давления.

Инжекционные газовые горелки получили широкое распространение во всех бытовых газовых приборах, а также при сжигании газа в котлах, печах и сушилах с малыми тепловыми нагрузками.

Инжекционные газовые горелки, работающие на газе низкого давления, рассчитываются как правило только на частичную инжекцию воздуха в размере 40—60% от теоретически потребного для полного сгорания газа. Воздух, инжектируемый в смесители таких горелок, носит название первичного воздуха. Дополнительный (вторичный) воздух поступает к факелам пламен из окружающей атмосферы за счет инжектирующего действия газовоздушных струй и разрежения при установке горелок в топках.

Частичная инжекция воздуха приводит к образованию в горелке однородной, но самопроизвольно негорючей газовоздушной смеси (содержание газа в смеси больше верхнего предела воспламеняемости). Это обеспечивает высокую устойчивость работы этих горелок и диапазон их регулирования от необходимого в практике минимума тепловой нагрузки до ее предельной величины.

Газовые горелки, работающие на газе низкого давления с частичной инжекцией воздуха, получили название инжекционных горелок низкого давления.

Инжекционные газовые горелки, работающие на газе среднего давления, обычно обеспечивают образование однородной полностью подготовленной для сгорания газовоздушной смеси ($\alpha \geqslant 1{,}0$) и в дополнитель-

ных количествах воздуха не нуждаются. Такие горелки получили название инжекционных горелок среднего или высокого давления. Так как эти горелки работают на самопроизвольно горючей смеси, то устойчивость их работы и диапазон регулирования ниже, чем в инжекционных горелках низкого давления.

Диапазон регулирования распространенных инжекционных горелок среднего давления укладывается в пределы: верхний — соответствует максимальному расчетному давлению газа перед соплом (обычно до 9000 *мм* вод. ст.), нижний — минимальному давлению, при котором возможен обратный удар пламен (от 500 до 1000 *мм* вод. ст., в зависимости от размера и конструкции горелок). Ниже дано краткое описание и характеристики инжекционных горелок, получивших наибольшее распространение в бытовых приборах и установках предприятий и учреждений.

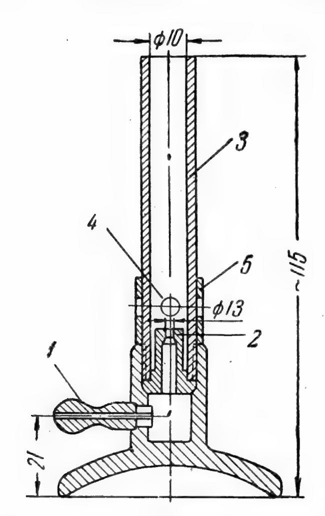


Рис. 14.4. Инжекционная горелка Бунзена для лабораторных нужд:

1 — штуцер для подвода газа с помощью резинового шланга; *2* — сопло; *3* — смесительная латунная трубка; *4* — отверстия для инжекции первичного воздуха; *5* — кольцевая насадка для регулирования поступления воздуха.

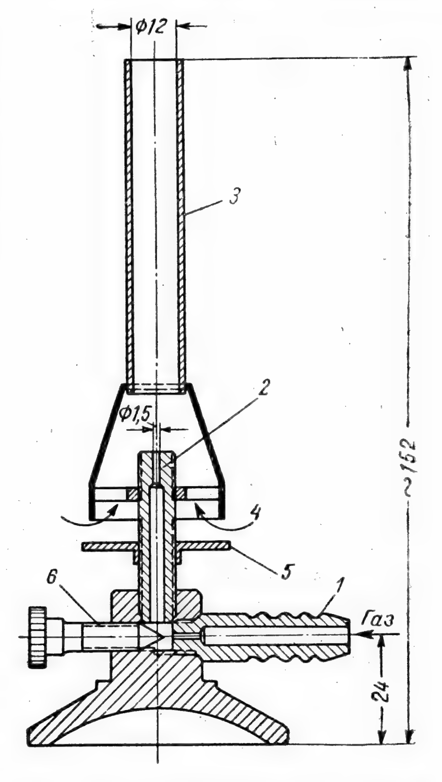


Рис. 14.5. Инжекционная горелка для лабораторных нужд:

5 — подвижной диск для регулирования поступления первичного воздуха; *6* — регулировочный винт; остальные обозначения см. на рис. 14.4.

Распространенные конструкции инжекционных горелок низкого давления. На рис. 14.4 показана простейшая газовая инжекционная горелка низкого давления, предназначенная для химических, физических и других лабораторий. Эта горелка переносная и присоединение ее к штуцеру крана на газопроводе осуществляется с помощью резинового шланга диаметром 8—10 *мм*. Первичный воздух в горелку инжектируется через круглые отверстия в смесительной трубке, свободное сечение которых

изменяется с помощью кольцевой насадки. Горелка выпускается для газа $Q_н$ = 6000 *ккал/нм*³ на тепловую нагрузку 900 *ккал/час*. Расход газа при давлении перед соплом 50 *мм* составляет 0,15 *м*³/*час*.

Горелка для тех же нужд, но более усовершенствованной конструкции приведена на рис. 14.5. Особенностью этой горелки является расширенная инжекторная часть, облегчающая поступление первичного воздуха, и наличие винта, с помощью которого может достаточно точно регулироваться расход газа.

Тепловая нагрузка горелки 1200 *ккал/час*. Расход газа при $Q_н$ = = 6000 *ккал/час* и давлении 50 *мм* вод. ст. составляет 0,2 *м*³/*час*.

При использовании горелок рис. 14.4 и 14.5 для газов другой теплотворности и при других давлениях газа необходимо для сохранения тепло-

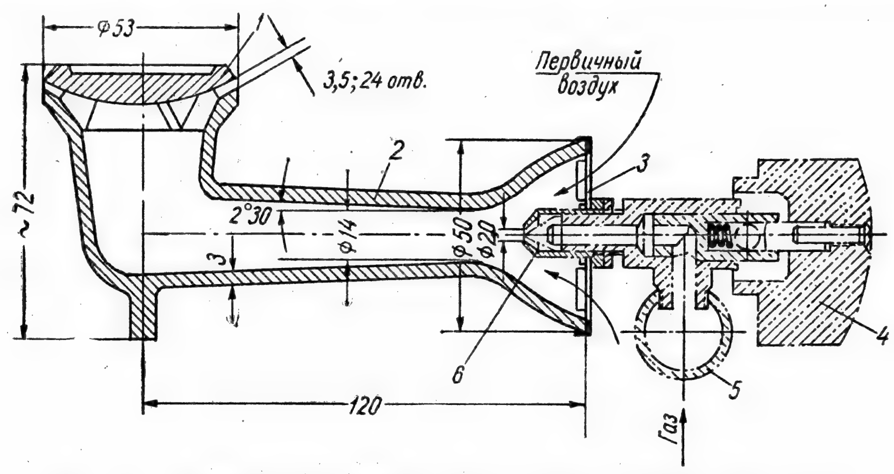


Рис. 14.6. Инжекционная конфорочная горелка газовой плиты ПБ-4:

1 — огневой колпачок; *2* — смеситель; *3* — регулятор воздуха; *4* — рукоятки крана; *5* — рампа; *6* — регулируемое сопло.

вых нагрузок горелок изменять диаметры сопел. Пересчет диаметров сопел может производиться по приведенным ниже формулам или номограмме.

На рис. 14.6 приведена распространенная газовая горелка, применяемая в газовых плитах типа ПБ-4 конструкции московского завода «Газоаппарат». Горелка снабжена регулируемым газовым соплом с полным диаметром 2 *мм*. Выход газовоздушной смеси производится через 24 канала, расположенные в огневом колпачке. Регулирование инжекции первичного воздуха осуществляется заслонкой, расположенной на наружной стороне инжектора. Горелка может использоваться для сжигания газов теплотворной способностью от 4000 до 8500 *ккал/нм*³ при соответствующей настройке регулируемого сопла. Тепловая нагрузка горелки вне зависимости от вида газа должна укладываться в пределы 1500—1700 *ккал/час*. Газовые горелки аналогичной конструкции изготовляются и для других типов плит. Их отличием от рассмотренной является измененная конструкция регулятора первичного воздуха и использование нерегулируемых сопел, пригодных для одного вида газа.

Вторым типом конфорочных горелок газовых плит является горелка Академии коммунального хозяйства им. Памфилова (рис. 14.7). В отличие от горелки, изображенной на рис. 14.6, для нее характерны следующие признаки: подвод вторичного воздуха к пламенам не только с их перифе-

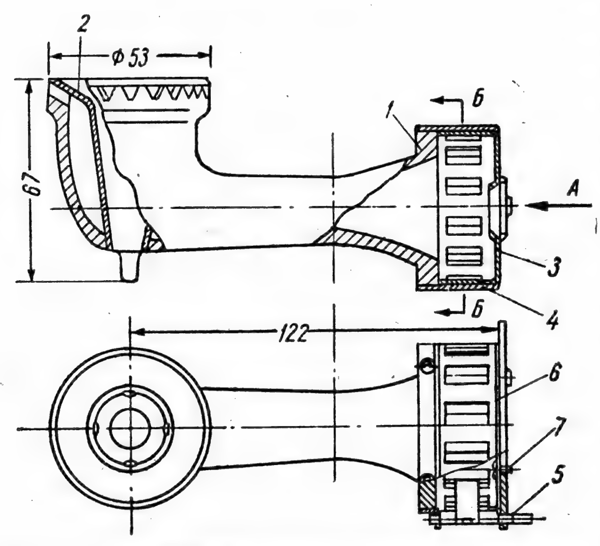


Рис. 14.7. Инжекционная конфорочная горелка для газовых плит конструкции АКХ:

1 — корпус горелки; 2 — огневой колпачок; 3 — камера всасывания; 4 — регулятор воздуха; 5 — эксцентрик; 6 — фиксатор; 7 — установочный винт.

рии, но и с центра по специальной трубке; повышенная кратность инжекции за счет увеличенной горловины до 16 *мм* (вместо 14 *мм*), снижения сопротивлений для входа воздуха, движения и вылета газовоздушной смеси; сниженное содержание окиси углерода за счет большей полноты сгорания газа.

Характеристика горелки АКХ приведена в табл. 14.2, а размеры конических сопел (угол раскрытия 16°) в зависимости от вида газа и его давления перед соплом в табл. 14.3.

Газовая инжекционная горелка для нагрева

Таблица 14.2

Характеристика работы конфорочных горелок газовых плит конструкции АКХ

Теплотворность газа $Q_н$, *ккал/нм³*	Давление газа, *мм* вод. ст.	Расход газа $V_г$, *нм³/час*	Тепловая нагрузка $Q_г$, *ккал/час*	Состав отходящих газов			Коэффициент избытка воздуха α	CO при $\alpha = 1$
				CO_2	O_2	CO		
Городской смешанный газ								
6000	50	0,280	1680	4,7	12,3	0,0072	2,43	0,0175
	75	0,355	2120	4,8	12,3	0,008	2,43	0,0184
	100	0,408	2450	4,9	11,8	0,008	2,0	0,0184
6250	50	0,268	1680	4,1	10,1	0,01	1,94	0,0154
	75	0,308	1920	4,4	10,2	0,01	1,95	0,0194
	100	0,363	2270	4,5	10,3	0,01	1,98	0,0198
6000	50	0,285	1710	4,0	13,7	0,0048	2,90	0,0189
	75	0,330	1980	5,5	10,7	0,0048	2,05	0,01
	100	0,376	2260	5,4	10,8	0,0048	2,07	0,01
7000	50	0,250	1750	5,6	11,0	0,009	2,18	0,0196
Жидкий газ								
22000	70	0,054	1200	4,5	11,4	0,008	2,20	0,0176
	100	0,064	1400	4,3	10,9	0,008	2,10	0,0168
	120	0,071	1560	4,9	11,8	0,008	2,30	0,0184

Таблица 14.3

Величина диаметров конических сопел (в *мм*) для конфорочных горелок плит в зависимости от вида газа и его давления

Газ	Давление газа перед горелкой, *мм* вод. ст.								
	50	75	100	125	150	175	200	250	300
Коксовый $Q_н = 4400$	1,75	1,59	1,45	1,39	1,32	1,28	1,24	1,17	1,12
Городской смешанный $Q_н = 6000$	1,65	1,50	1,40	1,33	1,25	1,21	1,17	1,105	1,05
Городской смешанный $Q_н = 6200$	1,58	1,45	1,36	1,28	1,23	1,18	1,14	1,07	1,01
Природный $Q_н = 8530$	1,38	1,25	1,17	1,11	1,05	1,02	0,98	0,92	0,87
Нефтяной $Q_н = 11700$	1,27	1,15	1,14	1,09	0,95	0,93	0,90	0,835	0,80
Жидкий $Q_н = 21200$.					0,86	0,83	0,81	0,77	0,73

духовых шкафов плит ПБ-4 приведена на рис. 14.8. Горелка имеет тепловую нагрузку 1700 *ккал/час* и при указанных на рисунке размерах и давлении 50 *мм* вод. ст. расходует газа 0,28 *м*^{3}*/час* теплотворностью 6000 *ккал/нм*^{3}. Горелки аналогичной конструкции применяются для обогрева духовых шкафов и других типов газовых плит.

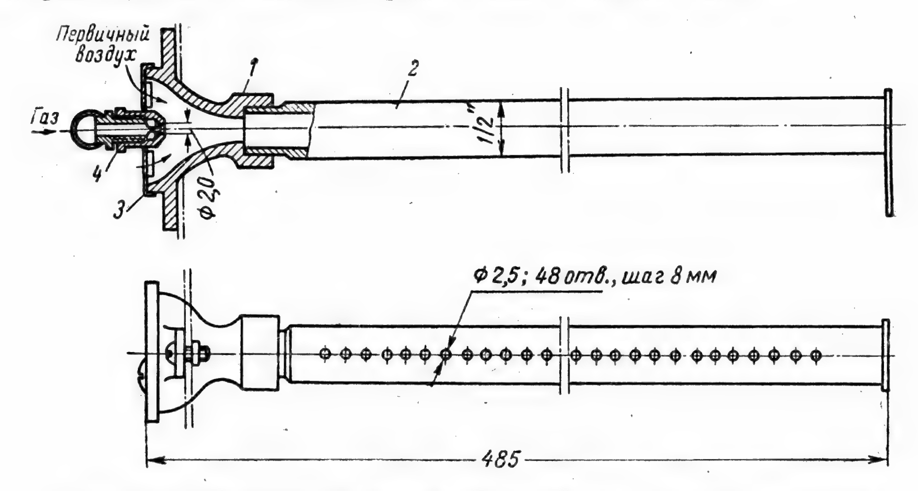


Рис. 14.8. Инжекционная горелка духового шкафа газовых плит ПБ-4:

1 — смеситель; *2* — распределительная трубка с огневыми отверстиями; *3* — регулятор воздуха; *4* — сопло.

На рис. 14.9 показана инжекционная газовая горелка распространенных водонагревателей для ванн, выпускаемых Московским заводом «Искра». Эта горелка снабжена регулируемым соплом, позволяющим ее использовать для сжигания газов от 6000 до 8500 *ккал/нм*^{3}.

При работе на газе $Q_н = 6000$ *ккал/нм*^{3} регулировочная игла вывертывается до отказа, и газ проходит через все проходное сечение сопла диаметром 6,5 *мм*. Расход газа в этом случае составляет 3,3 *м*^{3}*/час* при давлении 50 *мм* вод. ст.

При работе на газе $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3}, регулировочная игла ввертывается до предела и газ проходит только через внутренний проход

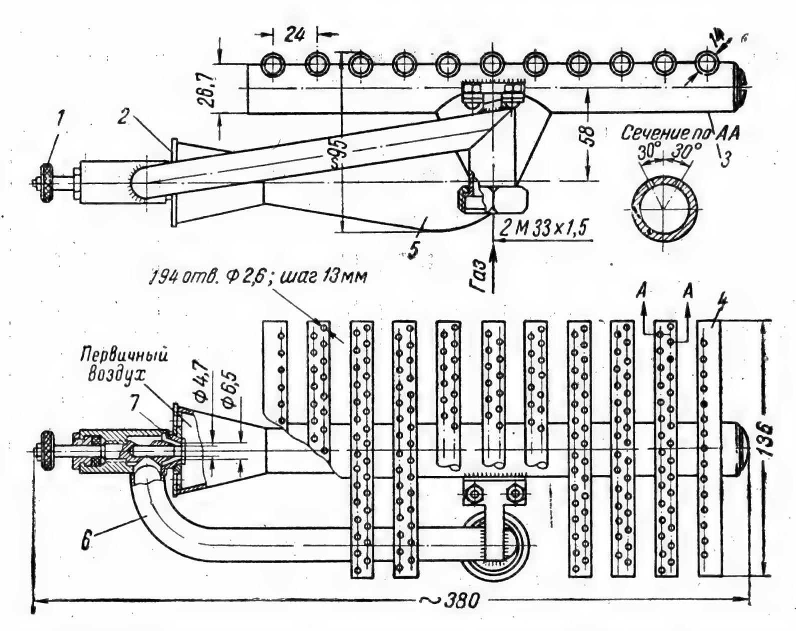


Рис. 14.9. Инжекционная горелка водонагревателя завода «Искра» с тепловой нагрузкой около 20 000 *ккал/час*:

1 — регулятор газа; 2 — регулятор воздуха; 3 — коллектор; 4 — трубки с огневыми отверстиями; 5 — смеситель; 6 — трубка подвода газа к соплу; 7 — регулируемое сопло.

иглы диаметром 4,7 *мм*. Расход газа в этом случае при том же давлении составляет 2,33 $м^3$/*час*.

Недостатком горелки является низкий коэффициент инжекции воздуха и не вполне ровное, вытянутое в середине пламя.

Газовая инжекционная горелка более совершенной конструкции, предназначенная для проточных водонагревателей типа «Ленинград», приведена на рис. 14.10.

Характерной особенностью этой горелки является ее компактность при высокой номинальной тепловой нагрузке, равной 21600 *ккал/час*, и легкая приспособляемость (при смене сопел) для сжигания газов разных физико-химических характеристик.

Компактность горелки достигнута путем применения двух смесителей с диаметром горла 30 *мм* и их расположения под распределительными огневыми трубками.

Для сокращения длины смесителей и образования однородной смеси сопла каждого смесителя имеют по три отверстия следующих размеров: для сланцевого газа теплотворной способностью 3200—3400 *ккал/нм*^{3} — 4 *мм*, для природных газов теплотворной способностью 8000—8500 *ккал/нм*^{3} — 2 ÷ 1,9 *мм*, для сжиженных углеводородных газов (технического пропана и его смесей с бутаном) — 1,0 ÷ 1,1 *мм*.

Приспособляемость огневой части горелки для работы на различных газах достигнута за счет развития суммарного живого сечения огневых щелей, что предотвращает отрыв пламен, а также применения щелей критических размеров, исключающих обратный удар пламен. С этой целью распределение пламен осуществлено с помощью 12 трубок с огневыми щелевидными отверстиями, одинаковыми для всех указанных газов.

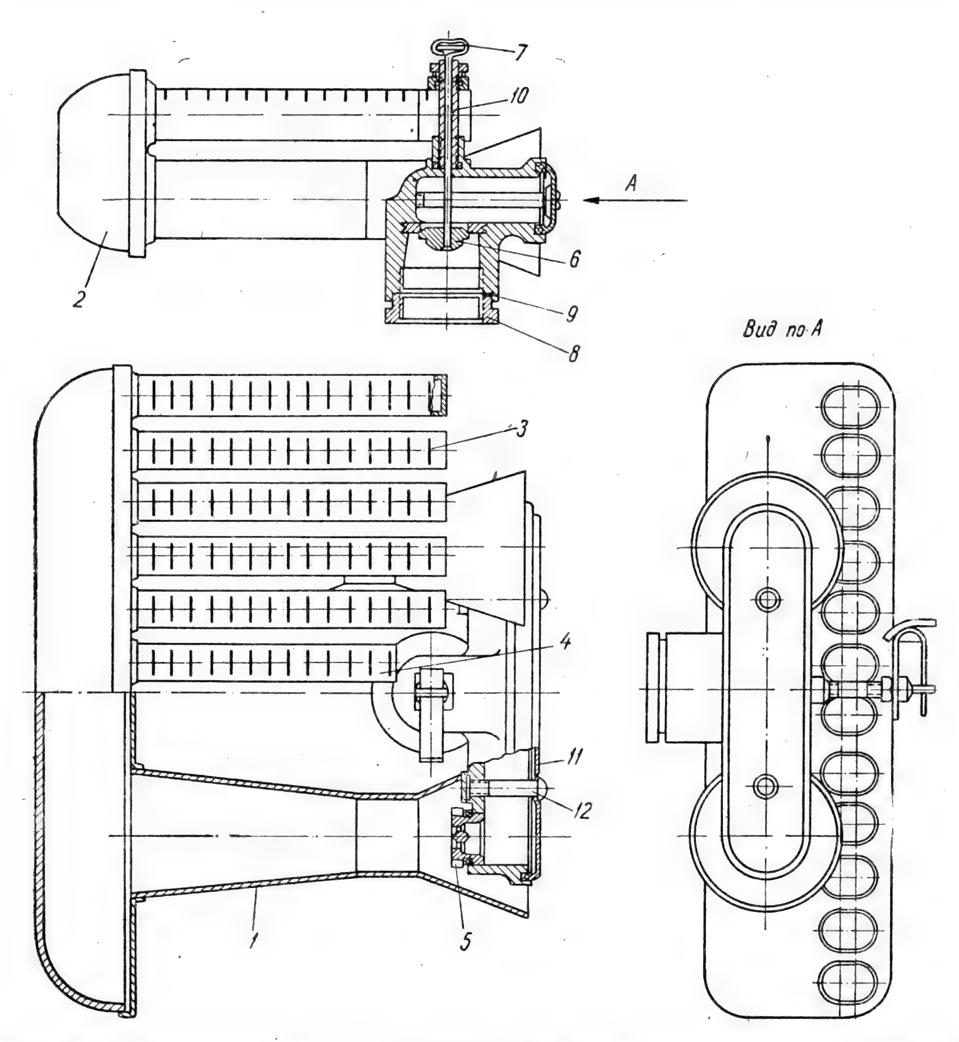


Рис. 14.10. Газовая инжекционная горелка для проточного водонагревателя с тепловой нагрузкой 21 600 *ккал/час*:

1 — смесители горелки; *2* — коллектор газовоздушной смеси; *3* — распределительные трубки; *4* — огневые щели; *5* — сопла с тремя отверстиями; *6* — клапан; *7* — биметаллическая пружина; *8* — гайка; *9* — прокладка; *10* — шток клапана; *11* — крышка; *12* — винт.

Ширина каждой щели составляет $0{,}8^{+0{,}1}$ *мм*, глубина 3 *мм*, длина по дуге $\sim$ 12 *мм*, а шаг между щелями $4 \div 5$ *мм*.

Приближенные экспериментальные характеристики работы газового проточного водонагревателя (оборудованного указанной горелкой) на газах разных физико-химических характеристик при различных давлениях перед соплами приведены в табл. 14.4—14.7.

Газовые инжекционные горелки, аналогичные показанным на рис. 4.10, могут успешно применяться почти в любых малогабаритных установках с высокой тепловой нагрузкой.

Важнейшим достоинством таких горелок являются малые габариты и, что особенно важно, высокая устойчивость работы, достигаемая примене-

Таблица 14. 4

Характеристика работы проточного водонагревателя на природном газе теплотворной способностью 8200—8400 *ккал/нм*³

Давление газа перед соплами, *мм* вод. ст.	Тепловая нагрузка, *ккал/час*	Количество инжектируемого воздуха, %	Содержание CO в отходящих газах при $\alpha = 1{,}0$, %	Температура отходящих газов, °C	К. п. д. прибора, %	Характер горения
7,0	5900	—	—	—		Горение устойчивое без отрывов и обратных ударов с четкими внутренними конусами
100,0	22350	60—70	<0,05	180	0,89	
120,0	25000	60—70	<0,05	190	0,85	

Примечание. При повышении давления газа перед соплами и уменьшении их размера количество инжектируемого воздуха может быть доведено до 80% и более. Устойчивость горения при этом не нарушается, а высота факелов пламен снижается.

Таблица 14. 5

Характеристика работы проточного водонагревателя на смеси природного и сланцевого газов теплотворной способностью 7200 *ккал/нм*³

Давление газа перед соплами, *мм* вод. ст.	Тепловая нагрузка, *ккал/час*	Количество инжектируемого воздуха, %	Содержание CO в отходящих газах, при $\alpha = 1{,}0$ %	Температура отходящих газов, °C	К. п. д. прибора, %	Характер горения
7	4650	—	—	—		Горение устойчивое короткофакельное с четкими внутренними конусами
150	21900	70—75	0,02	180	90	
210	25200	70—75	0,03	192	87	

Таблица 14. 6

Характеристика работы проточного водонагревателя на сжиженном газе теплотворной способностью 22760 *ккал/нм*³

Давление газа перед соплами, *мм* вод. ст.	Тепловая нагрузка, *ккал/час*	Количество инжектируемого воздуха, %	Содержание CO в отходящих газах, при $\alpha = 1{,}0$, %	Температура отходящих газов, °C	К. п. д. прибора, %	Характер горения
10	2750	—	—	—	—	Горение устойчивое с четко выраженными конусами
300	~20000	60	0,05	180	89	
400	~24000	60	0,09	186	86	

нием щелей, предотвращающих обратный удар пламен при любой тепловой нагрузке и любом коэффициенте избытка воздуха.

На рис. 14.11 показана инжекционная газовая горелка, получившая распространение при переоборудовании на газовое топливо кипятильников, варочных котлов и аналогичных им других установок.

Таблица 14.7

Характеристика работы проточного водонагревателя на сланцевом газе теплотворной способностью 3400 *ккал/нм³*

Давление газа перед соплами, *мм* вод. ст.	Тепловая нагрузка, *ккал/час*	Количество инжектируемого воздуха, %	Содержание CO в отходящих газах, при $\alpha = 1{,}0$, %	Температура отходящих газов, %	К. п. д прибора, %	Характер горения
2,0	4320	—	—	—	—	Горение устойчивое без отрывов и обратных ударов с короткими и четкими внутренними конусами
60,0	20630	85,0	0,05	180	90	
90,0	25300	86,0	0,05	190	85	

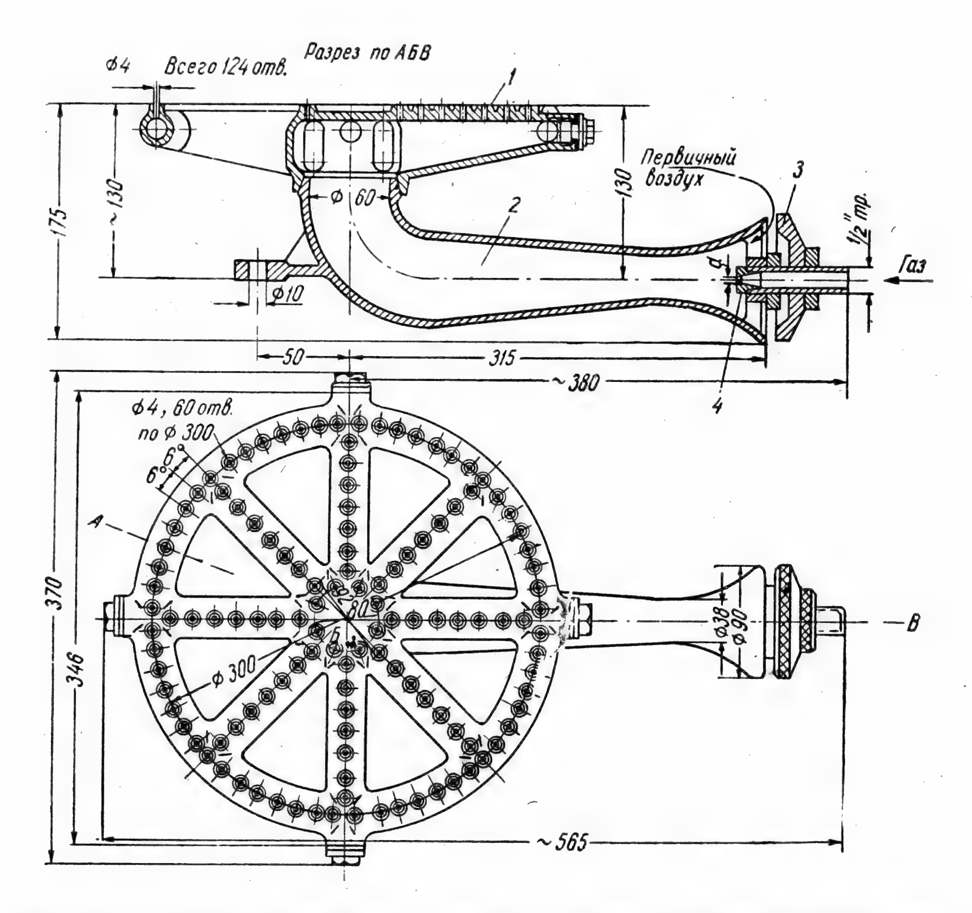


Рис. 14.11. Газовая инжекционная горелка с тепловой нагрузкой 20 400 *ккал/час*:

1 — распределитель; *2* — смеситель; *3* — регулятор воздуха; *4* — сопло.

Горелка снабжается обычным или регулируемым соплом, позволяющим ее использовать для газа теплотворностью от 6000 до 8500 *ккал/нм*³. Тепловая нагрузка горелки — 20400 *ккал/час*; расход газа при давлении 50 *мм* вод. ст. при $Q_н$ = 6000 *ккал/нм*³ — 3,4 *м*³/*час*, при $Q_н$ = = 8500 *ккал/нм*³ — 2,4 *м*³/*час*.

Диаметр сопла при вывернутой игле для $Q_н$ = 6000 *ккал/нм*³ составляет 6,5 *мм*, при ввернутой игле (газ выходит через внутренний канал иглы) — 4,7 *мм*. Горелка аналогичной конструкции с тепловой нагрузкой

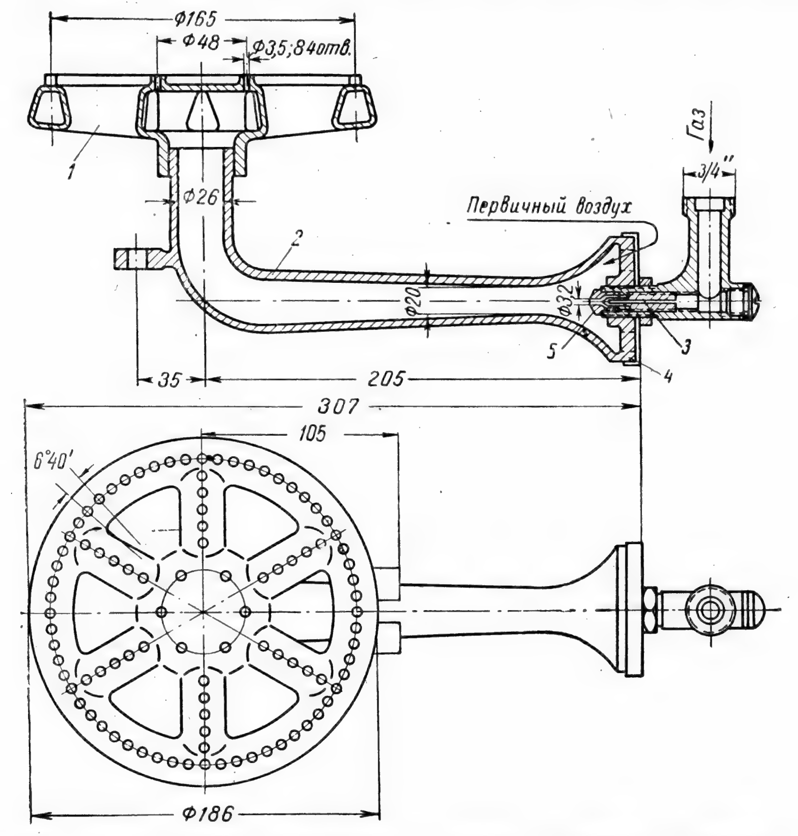


Рис. 14.12. Газовая инжекционная горелка с тепловой нагрузкой 6000 *ккал/час*:

1 — распределитель с огневыми отверстиями; 2 — смеситель; 3 — регулировочная игла; 4 — регулятор воздуха; 5 — сопло.

6000 *ккал/час*, предназначенная для установки в емкостных водонагревателях типа АГВ-80, показана на рис. 14.12.

Наличие регулируемого сопла позволяет применять горелку для газов теплотворной способностью от 6000 до 8500 *ккал/нм*³. Расход газа горелкой при давлении 50 *мм* вод. ст. составляет: при $Q_н$ = = 6000 *ккал/нм*³ — 1,0 *м*³/*час*, при $Q_н$ = 8500 *ккал/нм*³ — 0,7 *м*³/*час*.

Горелка устойчиво работает в пределах давления газа от 10 до 120 *мм* вод. ст. Газовые инжекционные горелки, устанавливаемые в топках котлов ВНИИСТО-Мч с четырьмя и пятью секциями, приведены на рис. 14.13.

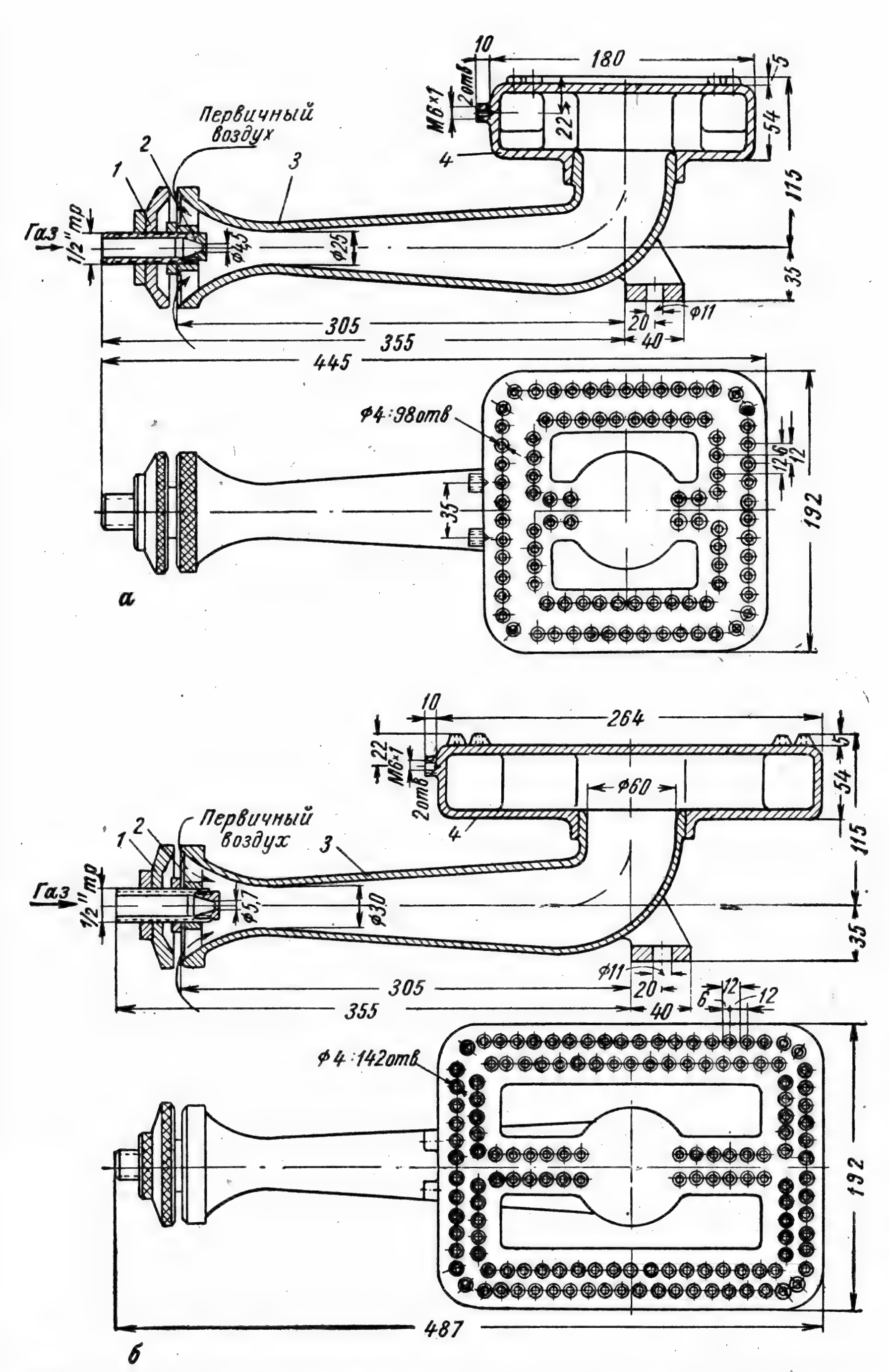


Рис. 14.13. Газовые инжекционные горелки для четырех- и пятисекционных котлов типа ВНИИСТО-Мч:

1 — регулятор воздуха; *2* — сопло; *3* — смеситель; *4* — распределитель с огневыми отверстиями.

Тепловая нагрузка горелки, изображенной на рис. 14.13а, для котлов ВНИИСТО-М4 составляет 12 000 *ккал/час*, а горелки, изображенной на рис. 14.13 *б*, для котлов ВНИИСТО-М5 — 18 000 *ккал/час*. Горелки предназначены для сжигания смешанного газа $Q_н = 6000$ *ккал/нм*^{3}, но могут использоваться и для газа $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3}.

В последнем случае должно сменяться сопло. При работе без смены сопла необходимо снижать давление и увеличивать подвод вторичного воздуха. Расход газа для горелки четырехсекционного котла составляет: при $Q_н = 6000$ *ккал/нм*^{3} — 2 *м*^{3}*/час*, при $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3} — 1,42 *м*^{3}*/час*.

Для горелки пятисекционного котла расход газа увеличивается в 1,5 раза.

При переводе на газовое топливо котлов типа Стреля и Стребеля получили распространение горелки, показанные на рис. 14.14.

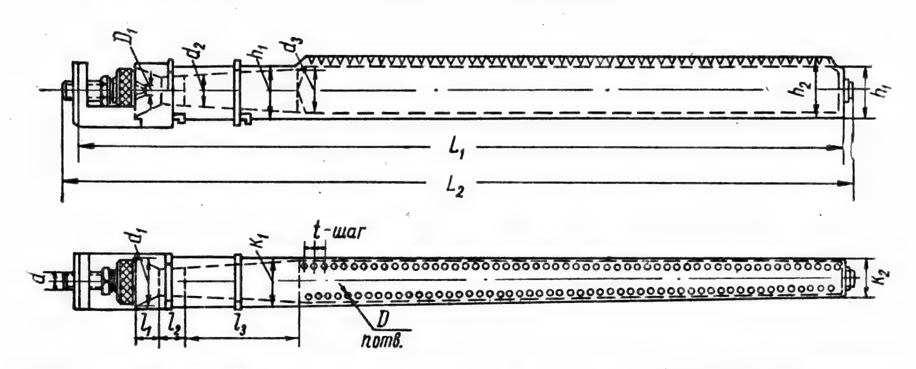


Рис. 14.14. Газовые инжекционные горелки для котлов Стреля и Стребеля.

Расход природного газа теплотворной способностью 8500 *ккал/нм*^{3} при давлении 60 *мм* вод. ст. и конструктивные размеры горелок в зависимости от числа секций в котлах приведены в табл. 14.8.

Таблица 14.8

Характеристика инжекционных горелок для котлов Стреля и Стребеля

Число секций в котле	V, *м*^{3}*/час*	D_1	D	n	t	d, дюймы	d_1	d_2	d_3	l_1	l_2	l_3	h_1	h_2	k_1	k_2	L_1	L_2
11—12	8,6	9,5	5,4	136	16	1	97	52	80	50	50	220	100	115	94	74	1562	1615
9—10	8,6	9,5	6,5	96	16	1	97	52	80	50	50	220	100	115	94	74	1213	1298
7—8	6,5	8,4	6,5	70	16	1	80	51	70	90	50	160	95	110	84	64	1028	1084

При работе горелок на газе другой теплотворной способности тепловая нагрузка должна оставаться неизменной, а расход газа увеличиваться или уменьшаться за счет изменения размера сопла.

В том случае, когда газовые горелки изготовляются индивидуально или небольшими партиями, их выполняют сварными из труб или листовой стали. Такие горелки трех распространенных форм приведены на рис. 14.15.

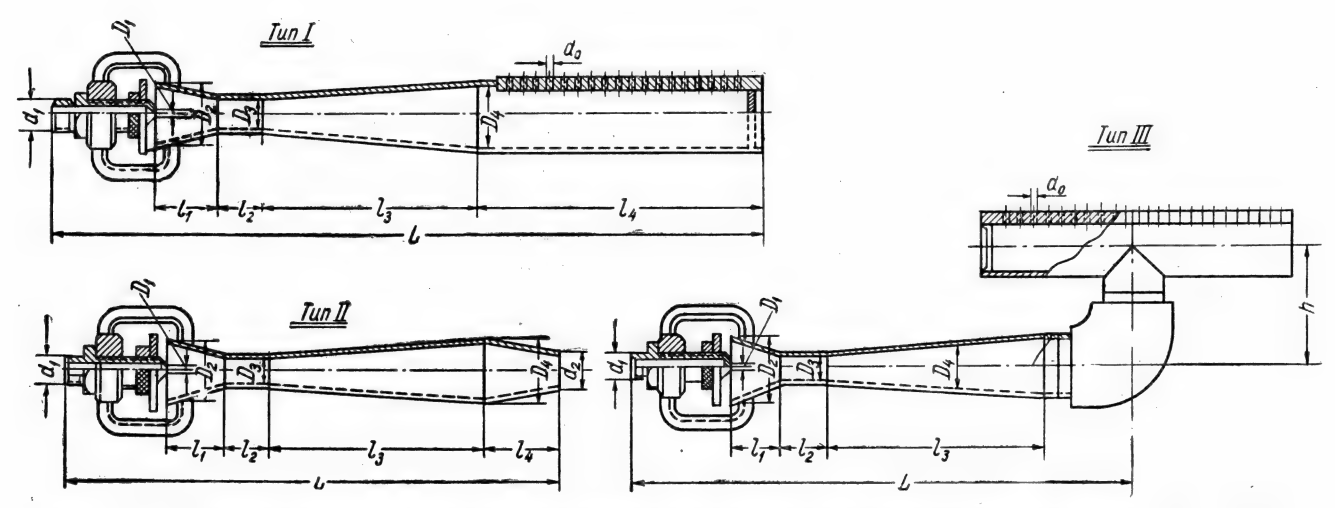


Рис. 14.15. Газовые инжекционные горелки сварных конструкций для разных газов (см. табл. 14.11—14.14).

Характеристики горелок для сланцевого газа $Q_н = 3600$ *ккал/нм*³ и $\gamma = 0{,}98$ *кГ/нм*³ и коксового газа $Q_н = 4080$ *ккал/нм*³ и $\gamma = 0{,}49$ *кГ/нм*³ приведены в табл. 14.9, а их конструктивные размеры в табл. 14.10.

Таблица 14.9

Характеристика газовых горелок в сварном исполнении для сланцевого и коксового газов

№ горелок	Тип горелок	Расход газа (в *м³/час*) при давлении, *мм* вод. ст.							
		40		50		60		70	
		сланцевого	коксового	сланцевого	коксового	сланцевого	коксового	сланцевого	коксового
1	I	1,8	1,6	2,0	1,8	2,2	1,96	2,4	2,2
2	I	2,3	2,1	2,5	2,4	2,7	2,6	2,9	2,8
3	III	2,3	2,1	2,5	2,4	2,7	2,6	2,9	2,8
4	I	2,7	2,6	3,0	2,9	3,3	3,1	3,6	3,4
5	I	3,6	3,5	4,0	3,9	4,4	4,3	4,8	4,6
6	I	4,5	4,4	5,0	4,9	5,5	5,4	5,9	5,8
7	II	6,4	5,5	7,0	6,2	7,7	6,8	8,3	7,4
8	I	9,0	6,4	10,0	7,1	11,0	7,8	11,9	8,4
9	II	9,0	6,4	10,0	7,1	11,0	7,8	11,9	8,4
10	I	14,0	9,3	15,0	10,4	16,5	11,4	17,8	12,4
11	I	14,0	9,3	15,0	10,4	16,5	11,4	17,8	12,4
12	I	14,0	9,3	15,0	10,4	16,5	11,4	17,8	12,4
13	I	14,0	9,3	15,0	10,4	16,5	11,4	17,8	12,4
14	II	14,0	9,3	15,0	10,4	16,5	11,4	17,8	12,4
15	I	20,0	17,5	22,0	19,6	24,3	21,4	26,1	23,4
16	II	22,7	17,6	25,0	19,6	27,5	21,4	29,8	23,4

Характеристики тех же горелок для природного газа чисто газовых месторождений $Q_н = 8000—8400$ *ккал/нм*³ и $\gamma = 0{,}73 \div 0{,}76$ *кГ/нм*³ и природного газа газонефтяных месторождений $Q_н = 9500 — 10\,000$ *ккал/нм*³ и $\gamma = 1{,}0—1{,}1$ *кГ/нм*³ приведены в табл. 14.11, а конструктивные размеры в табл. 14.12.

Горелки приведенной конструкции рассчитаны на предельное содержание первичного воздуха в газовоздушной смеси в размере 50—60% от теоретически необходимого для полного сгорания газа. Указанные горелки получили распространение в Ленинграде и многих других городах.

Близкие по конструкции газовые горелки, получившие распространение в Москве, приведены на рис. 14.16, а их характеристики в табл. 14.13. Огневые отверстия горелок расположены под углом 60°, что способствует при установке нескольких горелок их взаимному зажиганию. При параллельной установке нескольких горелок расстояние между ними в свету составляет 20—30 *мм* для свободного подвода вторичного воздуха к каждой горелке.

Газовые инжекционные горелки, изображенные на рис. 14.17, получили применение при переоборудовании на газовое топливо ресторанных плит и пищеварочных котлов. Они применяются в виде одной горелки и в виде блоков из них, состоящих из двух-трех горелок (рис. 14.18). Особенностью горелки является подача вторичного воздуха к корню факела пламени. Как первичный, так и вторичный воздух регулируются с по-

Конструктивные размеры газовых горелок в сварном исполнении для сланцевого и коксового газов

№ горелок	Тип горелок	Размеры, *мм*																
		D_1		D_2	D_3	D_4	d_1, дюймы	d_0				l_1	l_2	l_3	l_4	L	h	Вес, *кГ*
								⌀		Кол-во								
		сланц. газ	кокс. газ					сланц. газ	кокс. газ	сланц. газ	кокс. газ							
1	I	5,2	4,0	38	21,25	41	$^1/_2$	4,0	3,0	32	42	30	28	190	208	540	—	2,1
2	I	5,8	4,5	41	21,25	41	$^3/_4$	4,0	3,0	40	55	32	30	200	240	587	—	2,4
3	III	5,8	4,5	41	21,25	41	$^3/_4$	4,0	3,0	40	55	32	30	200	—	400	124	3,76
4	I	6,3	5,0	50	25	53	$^3/_4$	4,0	3,0	47	67	38	30	240	360	775	—	4,9
	I	7,3	5,7	53	27	53	$^3/_4$	5,5	4,0	52	52	42	35	240	405	843	—	5,0
5	I	7,3	5,7	53	27	53	$^3/_4$	4,5	3,5	70	70	42	35	240	505	943	—	5,8
	I	7,3	5,7	53	27	53	$^3/_4$	4,5	3,0	74	92	42	35	240	600	1038	—	6,5
	I	7,3	5,7	53	27	53	$^3/_4$	4,0	3,0	84	104	42	35	240	705	1143	—	7,3
6	I	8,2	6,3	64	32	68	1	4,0	3,0	84	113	48	40	300	640	1145	—	9,0
7	II	9,6	7,6	72	36	72	$1^1/_4$	40	—	—	—	55	50	340	75	645	—	4,44
8	I	11,6	7,7	82	41	80,5	$1^1/_4$	4,0	3,0	125	180	60	50	370	850	1480	—	13,25
9	II	11,6	7,7	82	41	82	$1^1/_4$	46	—	—	—	60	52	350	85	678	—	4,94
10	I	14,2	9,3	95	53	98	$1^1/_4$	5,5	4,0	114	190	80	70	370	965	1595	—	22,45
11	I	14,2	9,3	95	53	98	$1^1/_4$	5,5	4,0	142	240	80	70	370	1205	1835	—	26,85
12	I	14,2	9,3	80	53	73	$1^1/_4$	5,5	4,0	114	190	60	70	200	970	1410	—	16,30
13	I	14,2	9,3	80	53	73	$1^1/_4$	5,5	4,0	142	240	60	70	200	1210	1650	—	19,10
14	II	14,2	9,3	106	53	106	$1^1/_4$	58	—		—	80	70	450	110	850	—	5,54
15	I	17,2	13,0	136	68	136	$1^1/_2$	5,5	4,0	130	260	110	88	620	1090	2075	—	33,75
16	II	18,3	13,6	136	68	136	$1^1/_2$	76		—		105	88	550	140	1043	—	12,40

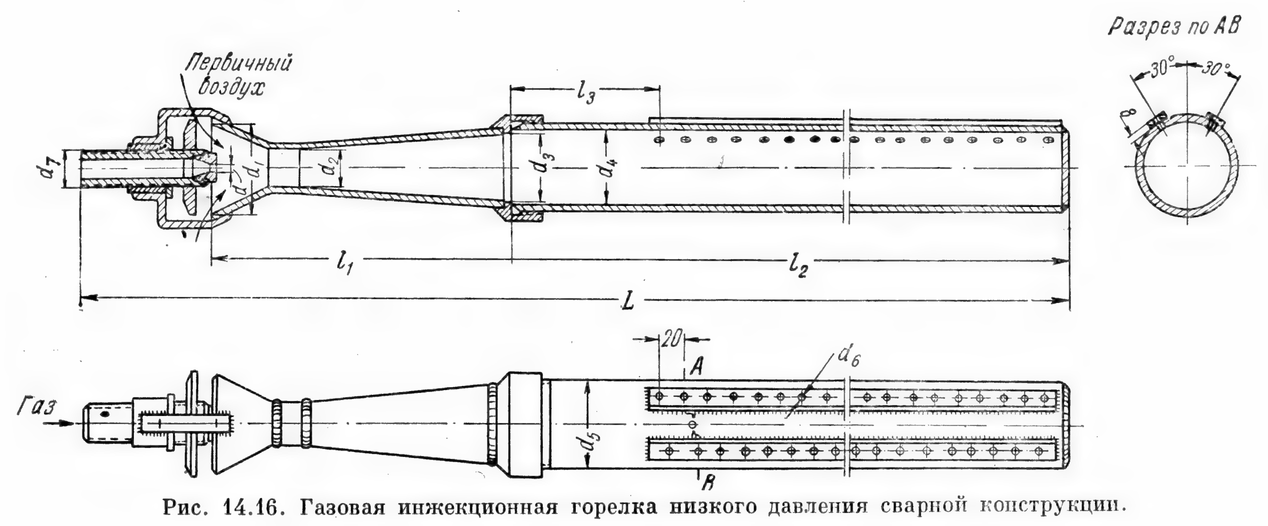


Рис. 14.16. Газовая инжекционная горелка низкого давления сварной конструкции.

Таблица 14. 11

Характеристика газовых горелок в сварном исполнении для природных газов чисто газовых и газонефтяных месторождений

№ горелок	Тип горелок	Расход газа (в $м^3/час$) при давлении, *мм* вод. ст.							
		80		100		120		150	
		природного	нефтяного	природного	нефтяного	природного	нефтяного	природного	нефтяного
1	I	0,77	0,65	0,86	0,74	0,95	0,82	1,03	0,90
2	I	0,97	0,82	1,08	0,92	1,18	1,02	1,31	1,12
3	III	0,97	0,82	1,08	0,92	1,18	1,02	1,31	1,12
4	I	1,15	0,98	1,29	1,10	1,42	1,21	1,56	1,34
5	I	1,54	1,32	1,72	1,48	1,9	1,62	2,08	1,80
	I	1,54	1,32	1,72	1,48	1,9	1,62	2,08	1,80
	I	1,54	1,32	1,72	1,48	1,9	1,62	2,08	1,80
	I	1,54	1,32	1,72	1,48	1,9	1,62	2,08	1,80
6	I	1,92	1,36	2,15	1,85	2,36	2,04	2,6	2,25
7	II	2,68	2,32	3,0	2,6	3,3	2,86	3,64	3,18
8	I	3,85	3,30	4,3	3,68	4,72	4,05	5,2	4,5
9	II	3,85	3,30	4,3	3,68	4,72	4,05	5,2	4,5
10	I	5,75	4,90	6,45	5,5	7,1	6,05	7,8	6,7
11	I	5,75	4,90	6,45	5,5	7,1	6,05	7,8	6,7
12	I	5,75	4,90	6,45	5,5	7,1	6,05	7,8	6,7
13	I	5,75	4,90	6,45	5,5	7,1	6,05	7,8	6,7
14	II	5,75	4,90	6,45	5,5	7,1	6,05	7,8	6,7
15	I	8,5	7,3	9,5	8,15	10,4	8,95	11,5	9 8
16	II	9,7	8,2	10,8	9,2	11,8	10,2	13,0	11,2

Рис. 14.17. Газовая инжекционная горелка с подачей воздуха к корню факела пламени:

1 — огневая насадка; 2 — смеситель; 3 — регулятор первичного воздуха; 4 — сопло; 5 — регулятор вторичного воздуха.

Таблица 14.12

Конструктивные размеры газовых горелок в сварном исполнении для природного газа чисто газовых и газонефтяных месторождений

№ горелок	Тип горелок	Размеры, *мм*														
		D_1	D_2	D_3	D_4	d_1, дюймы	d_0				l_1	l_2	l_3	l_4	L	Вес, *кГ*
							ø		Кол-во							
							Природн. газ	Нефт. газ	Природн. газ	Нефт. газ						
1	I	2,6	41	21,25	41	$^1/_2$	5	4	38	38	32	27	200	225	535	2,19
2	I	3,0	41	21,25	41	$^1/_2$	5,5	4	40	50	32	30	200	240	584	2,24
3	III	3,0	41	21,25	41	$^1/_2$	5,0	4,0	48	54	32	30	200	—	400	3,72
4	I	3,3	50	25	53	$^1/_2$	5,0	4,0	58	64	38	30	240	360	774	3,8
	I	3,7	53	27	53	$^1/_2$	5,5	4,5	62	62	42	35	240	405	831	5,0
5	I	3,7	53	27	53	$^1/_2$	5	4	76	88	42	35	240	505	931	5,8
	I	3,7	53	27	53	$^1/_2$	5	4	76	88	42	35	240	600	1026	6,5
	I	3,7	53	27	53	$^1/_2$	5	4	76	86	42	35	240	705	1131	7,3
6	I	4,2	64	32	68	$^3/_4$	5	4	94	108	48	40	300	640	1155	8,5
7	II	5,0	72	36	72	$^3/_4$	45	45	1	1	55	50	340	75	640	3,9
8	I	6,0	82	41	80,5	$^3/_4$	6	5	88	92	60	50	370	850	1465	13,0
9	II	6,0	82	41	82	$^3/_4$	55	55	1	1	68	52	350	85	667	4,43
10	I	7,2	95	53	98	1	6	5	132	136	80	70	370	965	1595	21,9
11	I	7,2	95	53	98	1	6	5	132	136	80	70	370	1205	1835	26,2
12	I	7,2	80	53	73	1	6	5	132	136	80	70	200	970	1410	15,54
13	I	7,2	80	53	73	1	6	5	132	136	80	70	200	1210	1650	18,35
14	II	7,2	106	53	106	1	65	65	1	1	80	70	450	110	845	5,4
15	I	8,8	136	68	136	$1^1/_4$	6	5	196	205	110	88	620	1090	2063	34,22
16	II	9,4	136	68	136	$1^1/_4$	80	80	1	1	105	88	550	140	1038	12,25

Таблица 14. 13

Характеристика инжекционных сварных горелок (рис. 14. 16)

Тепловая нагрузка, *ккал/час*	Расход газа в $м^3/час$ при $Q = 6000$ $ккал/нм^3$	Расход газа в $м^3$ при $Q = 8500$ $ккал/нм^3$	Давление газа перед соплом, *мм вод. ст.*	Кол-во отверстий огневых	Размеры, *мм*													
					d для газа $Q = 6000$ $ккал/нм^3$	L	l_1	d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7, дюймы	l_2	l_3	Вес, *кГ*
14400	2,4	1,69	50	43	5,0	833	204	56	25	45	53	60	5,5	1/2	544	114	4,6
19200	3,2	2,26	50	47	6,0	1005	254	80	30	54	68	75	6,0	3/4	640	170	6,5
25200	4,2	2,95	50	62	6,8	1160	367	84	30	80	80	88	6,0	3/4	664	50	7,0

мощью заслонок. Тепловая нагрузка горелки 18 000 *ккал/час*; расход газа при $Q_н = 6\,000$ $ккал/нм^3$ — 3 $м^3/час$, а при $Q_н = 8500$ $ккал/нм^3$—2,12 $м^3$.

К недостаткам горелки относится низкая кратность инжекции, длинный факел пламени и относительная недолговечность огневой части, входящей в топку.

Тепловая нагрузка блока, состоящего из трех горелок (рис. 14.18), составляет 54 000 *ккал/час*.

Газовая инжекционная горелка, получившая распространение в качестве запальника для зажигания горелок, устанавливаемых на котлах, печах и сушилах, показана на рис. 14.19.

Горелка при сжигании природных газов обеспечивает достаточно высокую устойчивость горения и работает без срыва факелов пламен при внесении огневого насадка в топку. Горение газовоздушной смеси может происходить как на выходе из огневых отверстий, так и внутри огневого насадка при высоком содержании первичного воздуха ($\alpha > 0{,}85$ для природного газа).

Нормальный диапазон регулирования горелки по тепловой нагрузке 600—3000 *ккал/час*. Регулирование тепловой нагрузки осуществляется с помощью крана, к штуцеру которого присоединяется резиновый шланг запальника.

Диаметр сопла горелки в зависимости от давления газа $1 \div 2$ *мм*. При использовании горелки для быстрогорящих газов (сланцевого, коксового и их смесей с природным газом) необходимо не только изменять (увеличивать) диаметр сопла для сохранения тепловой нагрузки, но и оборудовать горелку заслонкой для регулирования поступления первичного воздуха (на рис. не показана).

Такое решение позволит при соответствующей регулировке добиваться устойчивого горения и предотвращения проскока пламени к соплу горелки. Регулировка поступления первичного воздуха целесообразна и при использовании горелки для природных газов, паров сжиженных углеводородных газов и их смесей с воздухом.

Простейшие типы газовых инжекционных горелок для природного газа, применяемых в отопительных печах, показаны на рис. 14.20. Обе горелки для предотвращения срыва пламен при изменении тяги в печи размещаются таким образом, чтобы инжекторы находились внутри печи под тем же давлением, под которым находится огневой насадок. Это обеспечивает независимость кратности инжекции от величины переменной тяги и устойчивость горения.

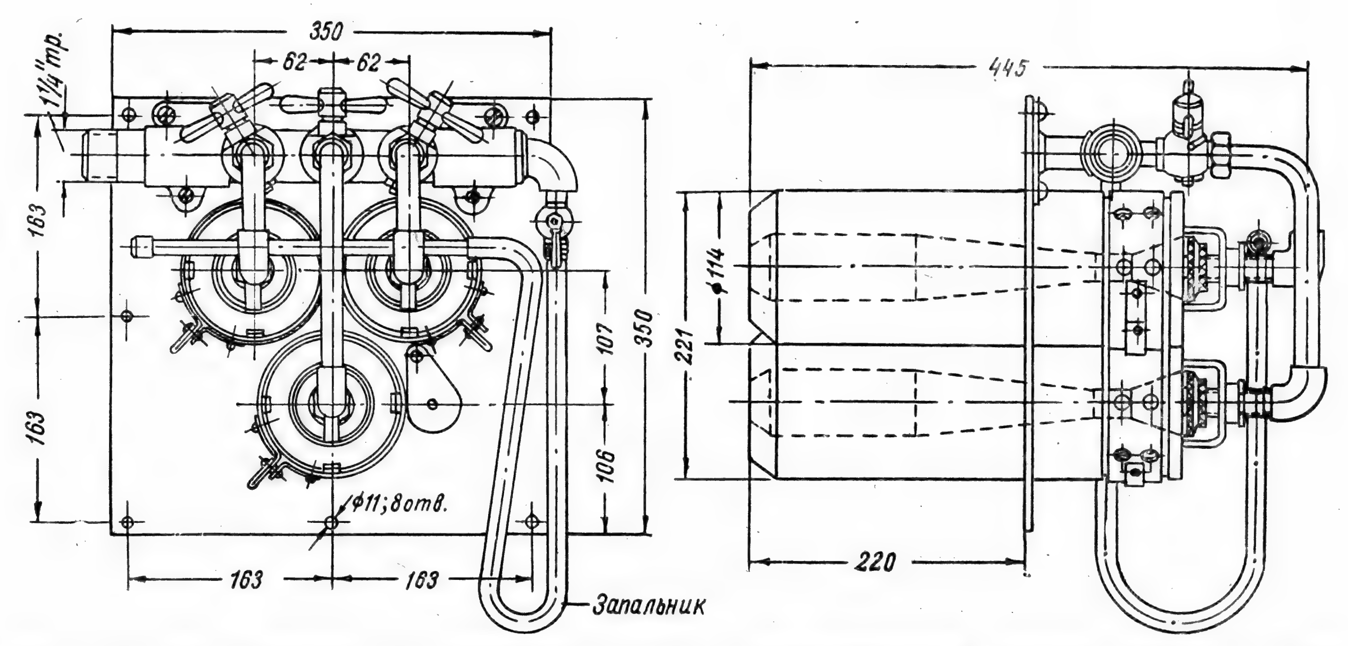


Рис. 14.18. Блок, состоящий из трех инжекционных горелок с регулируемой подачей вторичного воздуха к корню факела пламени.

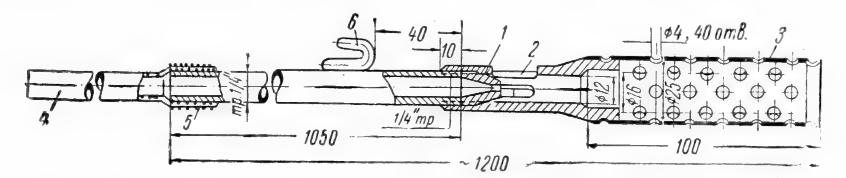


Рис. 14.19. Газовая инжекционная переносная горелка, применяемая в качестве запальника стационарных горелок, устанавливаемых в котлах, печах и сушилах:

1 — сопло; 2 — отверстия для входа первичного воздуха; 3 — огневой насадок; 4 — резиновый шланг; 5 — проволока; 6 — крюк.

Более совершенной с точки зрения безопасности является газовая инжекционная горелка для обогрева печей, приведенная на рис. 14.21.

В качестве автоматики безопасности в горелке использован электромагнитный клапан с термопарой, аналогичный применяемому на газовом емкостном водонагревателе АГВ-80. Для включения горелки необходимо нажать кнопку электромагнитного клапана и поджечь через глазок вытекающий из запальника газ.

При разогреве пламенем запальника спая термопары в цепи возбуждается электродвижущая сила, создающая магнитное поле вокруг электромагнита клапана. Якорь притягивается к электромагниту и удерживает тарельчатый клапан в открытом состоянии, что обеспечивает проход газа в основные горелки. Краник, отключающий подачу газа в основные горелки, открывают после прекращения нажатия пусковой кнопки электромагнитного клапана, после того как убедятся в устойчивом горении факелов пламени запальника.

Рис. 14.20. Простейшие инжекционные горелки для нагрева отопительных печей:

а — газовая горелка, получившая распространение в Киеве; *б* — горелка, применяемая в Саратове.

При прекращении по каким-либо причинам поступления газа в запальник спай термопары охлаждается, прекращается выработка термоэлектротока, ликвидируется магнитное поле и закрывается проход газа в горелки и запальник.

Горелки выпускаются Московским заводом «Газоаппарат» для газа $Q_н = 6000—8500$ *ккал/нм*^{3}. Расход газа составляет приближенно 2,25 *м*^{3}/*час*.

Конструкции инжекционных горелок среднего давления. Инжекционные газовые горелки среднего давления обеспечивают образование одно-

родной газовоздушной смеси и работают как правило с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha = 1{,}05 \div 1{,}1$. Скорости вылета газовоздушной смеси из кратеров таких горелок всегда значительно выше скоростей распространения пламен в газовоздушной смеси, почему все эти горелки снабжаются стабилизаторами фронта воспламенения в виде искусственных зажигательных поясков, туннелей, разбойников, шамотных горок и т. п.

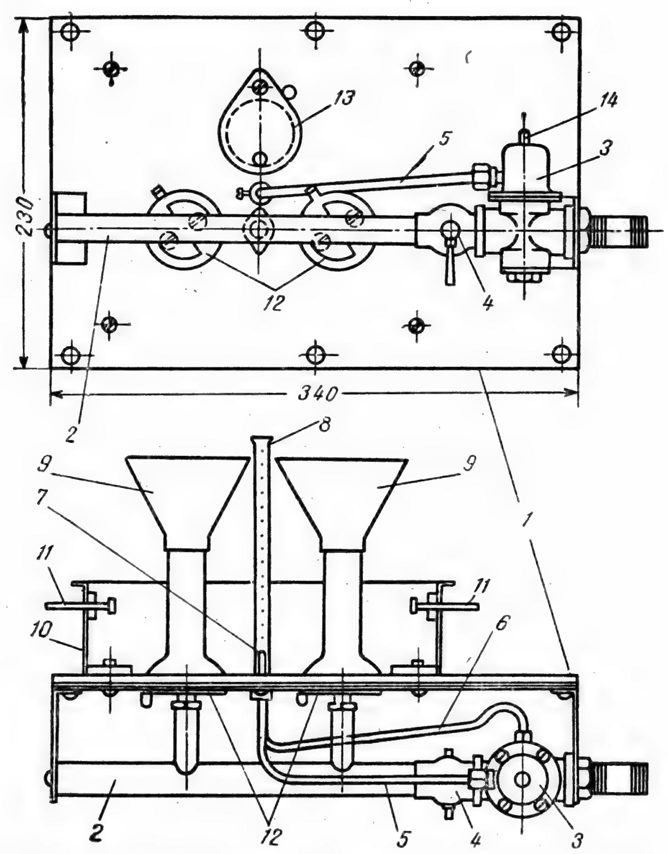


Рис. 14.21. Газовая инжекционная горелка для отопительных печей с автоматикой безопасности:

1 — фронтовой щиток; *2* — коллектор; *3* — электромагнитный клапан; *4* — краник; *5* — термопара; *6* — трубка запальника; *7* — спай термопары; *8* — запальная горелка; *9* — основные инжекционные горелки; *10* — рамка фронтового щитка; *11* — упорные болты для крепления; *12* — заслонки для регулирования воздуха; *13* — глазок для наблюдения за горением; *14* — пусковая кнопка электромагнитного клапана.

Наиболее распространенным типом инжекционных горелок среднего давления являются горелки конструкции «Ленгипроинжпроекта», приведенные на рис. 14.22. Эти горелки выпускаются заводами Ленсовнархоза для котлов, сушил и различных печей металлообрабатывающей промышленности. Газовые горелки рассчитаны на газ теплотворной способностью 8000 *ккал/нм*^{3} с удельным весом 0,75 *кГ/нм*^{3} и $\alpha = 1{,}05$. Они могут также успешно применяться при газах меньшей теплотворной способности до 7000 *ккал/нм*^{3}. При теплотворной способности, превышающей 8000 *ккал/нм*^{3}, необходимо, сохраняя тепловую нагрузку неизменной, уменьшить расход газа за счет уменьшения диаметров сопел. Осталь-

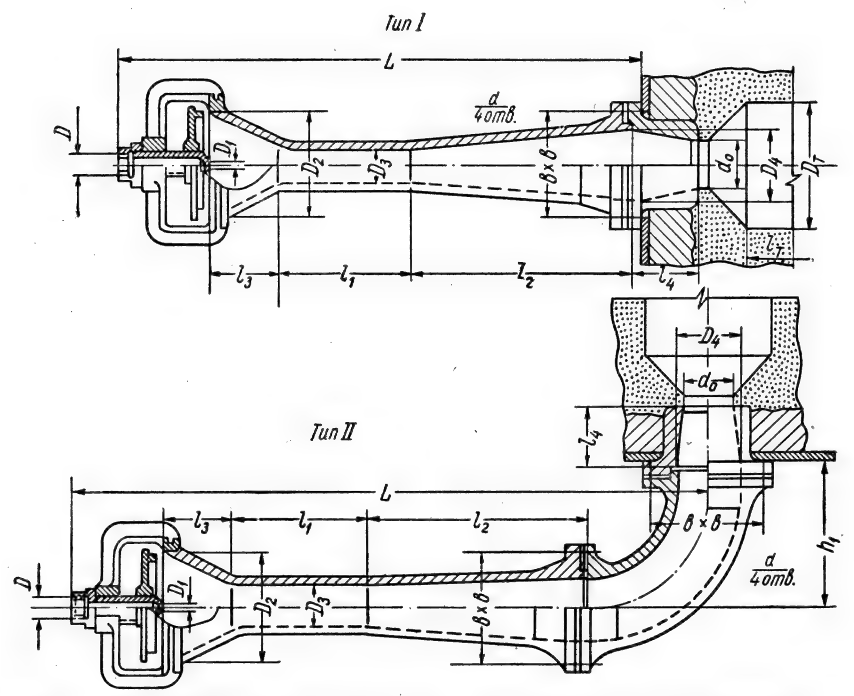


Рис. 14.22. Инжекционные горелки конструкции «Ленгипроинжпроекта»:

тип *I* — прямая горелка; тип *II* — горелка с плавным поворотом под углом 90°.

ные размеры горелок остаются постоянными. Для удобства применения горелки выпускаются в двух исполнениях: тип I — прямая и тип II — с плавным поворотом под углом 90°.

Наличие поворота позволяет устанавливать горелки в помещениях с недостаточными габаритами. Характеристика горелок приведена в табл. 14.14, а их конструктивные размеры в табл. 14.15. Устойчивая работа горелок укладывается в пределы: до восьмого номера 4 : 1, от девятого до двенадцатого 3 : 1 и 2,5 : 1.

При небольшом количестве горелок, предназначенных для сжигания газа в отопительных и паровых котлах, а также в печах пищевой промышленности их изготавливают в сварном исполнении.

Практика показывает, что длительность работы таких горелок составляет не менее 5—7 лет.

На рис. 14.23 приведена инжекционная горелка среднего давления для природного газа со стабилизатором фронта горения, выполненным в виде искусственного зажигательного пояска. Наши эксперименты показали, что при сжигании газа в открытой атмосфере горелка № 8 работает совершенно устойчиво при давлении газа перед соплом в пределах от 200 ÷ 250 до 9000 *мм* вод. ст. и коэффициенте избытка первичного воздуха от 0,6 до 1,2.

В раскаленной топке (туннеле) горелка работает устойчиво при том же α в пределах давлений от 400 до 9000 *мм* вод. ст. При снижении давления газа перед соплом ниже 300 *мм* вод. ст. наблюдался обратный удар пламени. Устойчивое зажигание газовоздушной смеси, вытекающей из

Таблица 14.14

Характеристика инжекционных горелок среднего давления для газа $Q_н = 8000$ *ккал/нм³* и $\gamma = 0,75$ *кГ/нм³* (рис. 14. 22)

№ горелок	Тип горелок	Расход газа (в *м³/час*) при давлении (*мм* вод. ст.)										
		500	1000	1500	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000
1	I	1,71	2,4	2,9	3,26	3,9	4,35	4,75	5,1	5,35	5,65	5,9
1	II	1,71	2,4	2,9	3,26	3,9	4,35	4,75	5,1	5,35	5,65	5,9
2	I	2,8	4,0	4,7	5,35	6,3	7,14	7,8	8,38	8,79	9,28	9,68
2	II	2,8	4,0	4,7	5,35	6,3	7,14	7,8	8,38	8,79	9,28	9,68
3	I	3,5	5,0	6,0	6,77	8,0	9,04	9,88	10,6	11,1	11,7	12,3
3	II	3,5	5,0	6,0	6,77	8,0	9,04	9,88	10,6	11,1	11,7	12,3
4	I	4,4	6,2	7,4	8,36	9,9	11,2	12,2	13,1	13,7	14,5	15,1
4	II	4,4	6,2	7,4	8,36	9,9	11,2	12,2	13,1	13,7	14,5	15,1
5	I	5,3	7,5	9,0	10,0	11,9	13,5	14,8	15,9	16,6	17,6	18,3
5	II	5,3	7,5	9,0	10,0	11,9	13,5	14,8	15,9	16,6	17,6	18,3
6	I	6,3	8,9	10,7	12,04	14,2	16,1	17,6	18,9	19,8	20,9	21,8
6	II	6,3	8,6	10,3	11,6	13,6	15,4	16,9	18,1	19,0	20,1	20,9
7	I	8,9	12,6	15,1	17,0	20,0	22,7	24,8	26,7	27,9	29,5	30,8
7	II	8,6	12,2	14,5	16,4	19,3	22,0	24,0	25,7	27,0	28,5	29,7
8	I	12,3	17,4	20,8	23,5	27,7	31,4	34,2	36,8	38,6	40,8	42,5
8	II	11,9	16,8	20,2	22,8	26,8	30,4	33,2	35,7	37,4	39,5	41,2
9	I	—	21,2	25,4	28,7	33,8	38,3	41,9	45,0	47,1	49,8	51,9
9	II	—	20,5	24,6	27,8	32,7	37,1	40,5	43,5	45,6	48,2	50,3
10	I	—	25,3	30,3	34,2	40,3	45,7	50,0	53,6	56,2	59,4	62,0
10	II	—	24,8	29,6	33,5	39,5	44,8	48,9	52,5	55,0	58,1	60,6
11	I	—	31,4	37,6	42,4	49,9	56,6	61,8	66,4	69,6	73,5	76,7
11	II	—	30,7	36,7	41,4	48,8	55,3	60,5	65,0	68,1	71,9	75,0
12	I	—	40,1	48,0	54,2	63,9	72,4	79,1	85,0	89,1	94,1	98,2
12	II	—	39,5	47,2	53,3	62,8	71,1	77,8	83,5	87,6	92,4	96,5

кратера в открытую атмосферу при полностью открытом регуляторе воздуха, происходит при тех же пределах давлений.

Регулирование горелки в холодных топках укладывается в пределы 5 : 1, а в раскаленных топках 4 : 1, что несколько выше пределов регулирования инжекционных горелок (рис. 14.22), работающих при $\alpha \geqslant 1,0$.

Газовые инжекционные горелки указанного типа наиболее целесообразно применять в различного рода сушилах и холодных топках. Оголовок горелки при установке его в раскаленных местах необходимо выполнять из жаростойкого чугуна. Характеристики инжекционных горелок среднего давления с кольцевыми стабилизаторами по пропускной способности аналогичны характеристикам горелок, изображенных на рис. 14.22 (табл. 14.14), а конструктивные размеры отдельных деталей несколько отличаются (табл. 14.16). Горелки с кольцевыми стабилизаторами в ряде случаев (для обеспечения регулирования тепловых нагрузок в широких пределах и других) целесообразно применять в виде групповых горелок. Пример установки такой групповой горелки в жаровой трубе котла показан на рис. 14.24.

На рис. 14.25 приведена конструкция инжекционной горелки среднего давления, разработанная Мосгазпроектом. Горелка предназначена для установки в отопительных и паровых котлах малой и средней мощности. Отличительной особенностью горелки является установка на конце диффузора пластинчатого стабилизатора, представляющего собой пакет,

Таблица 14.15

Конструктивные размеры инжекционных горелок среднего давления для газа $Q_н = 8000$ *ккал/нм³* и $\gamma = 0{,}75$ *кГ/нм³* (рис. 14.22)

№ горелок	Тип горелок	Размеры, *мм*													Вес, *кГ*	d
		D, дюймы	D_1	D_2	D_3	D_4	d_0	$b \times b$	l_3	l_1	l_2	l_4	L	h_1		
1	I	1/2	2,5	64	32	48	35	74×74	50	94	152	51	385	—	5,05	12
1	II	1/2	2,5	64	32	48	35	74×74	50	94	152	51	488	122	7,61	12
2	I	1/2	3,2	80	40	60	44	88×88	60	120	190	61	457	—	6,70	12
2	II	1/2	3,2	80	40	60	44	88×88	60	120	190	61	562	122	10,24	12
3	I	3/4	3,6	91	45,5	68	50	105×105	70	135	215	65	523	—	9,28	14
3	II	3/4	3,6	91	45,5	68	50	105×105	70	135	215	65	651	148	14,50	14
4	I	3/4	4,0	102	51	77	56	115×115	80	150	248	75	689	—	11,30	14
4	II	3/4	4,0	102	51	77	56	115×115	80	150	248	75	727	158	18,00	14
5	I	3/4	4,4	110	55	83	60,5	120×120	90	157	265	80	626	—	14,25	14
5	II	3/4	4,4	110	55	83	60,5	120×120	90	157	265	80	774	168	21,88	14
6	I	1	4,8	120	60	90	66	120×120	95	175	285	88	692	—	19,14	16
6	II	1	4,7	120	60	90	66	120×120	95	175	285	88	857	154	28,24	16
7	I	1	5,7	144	72	108	79	135×135	115	209	342	103	808	—	23,14	16
7	II	1	5,6	144	72	108	79	135×135	115	209	342	103	993	199	33,84	16
8	I	1 1/4	6,7	170	85	128	93,5	170×170	135	245	410	97	955	—	32.50	16
8	II	1 1/4	6,6	170	85	128	93,5	170×170	135	245	410	97	1164	235	49,70	16
9	I	1 1/4	7,4	188	94	140	104	180×180	150	270	440	102	1032	—	38,00	16
9	II	1 1/4	7,3	188	94	140	104	180×180	150	270	440	102	1266	260	55,00	16
10	I	1 1/4	8,1	204	102	154	112	190×190	160	300	490	119	1125	—	45,00	18
10	II	1 1/4	8,0	204	102	154	112	190×190	160	300	490	119	1359	260	66,00	18
11	I	1 1/2	9,0	228	114	170	126	200×200	180	330	530	125	1234	—	52,00	18
11	II	1 1/2	8,9	228	114	170	126	200×200	180	330	530	125	1491	287	75,60	18
12	I	1 1/2	10,2	264	132	198	145	220×220	210	380	630	150	1429	—	68,60	18
12	II	1 1/2	10,1	264	132	198	145	220×220	210	380	630	150	1711	312	97,40	18

собранный из стальных пластин толщиной 0,5 *мм*, с расстояниями между ними 1,5 *мм*. Конструкция пакета обеспечивает его сменяемость после демонтажа горелки. Горелки выполняются двух форм: прямая и изогнутая под углом 90°. По данным Мосгазпроекта горелки устойчиво работают в пределах давлений от 300 до 5000 *мм* вод. ст.

При остановке горелки регулятор воздуха, являющийся одновременно глушителем шума, должен оставаться открытым для охлаждения пластин воздухом, просасываемым за счет тяги в топке, во избежание их сгорания. Горелка рассчитана для газа $Q_н = 8000$ *ккал/нм³* и $\gamma = 0{,}73$ *кГ/нм³*. Типы выпускаемых Московским газовым заводом горелок и их основная характеристика по данным испытаний приведены в табл. 14.17.

Все рассмотренные выше инжекционные горелки среднего давления имеют значительные габариты, в особенности при больших расходах газа.

Стремление к уменьшению габаритов привело к применению многосопловых инжекционных горелок, обеспечивающих смешение газа с воздухом на более коротком пути.

Наибольшее распространение такие горелки получили в газовом хозяйстве г. Львова. На рис. 14.26 показана трехсопловая инжекционная горелка с цилиндрическим смесителем (№ 4 по табл. 14.18) для природного газа Дашавского месторождения.

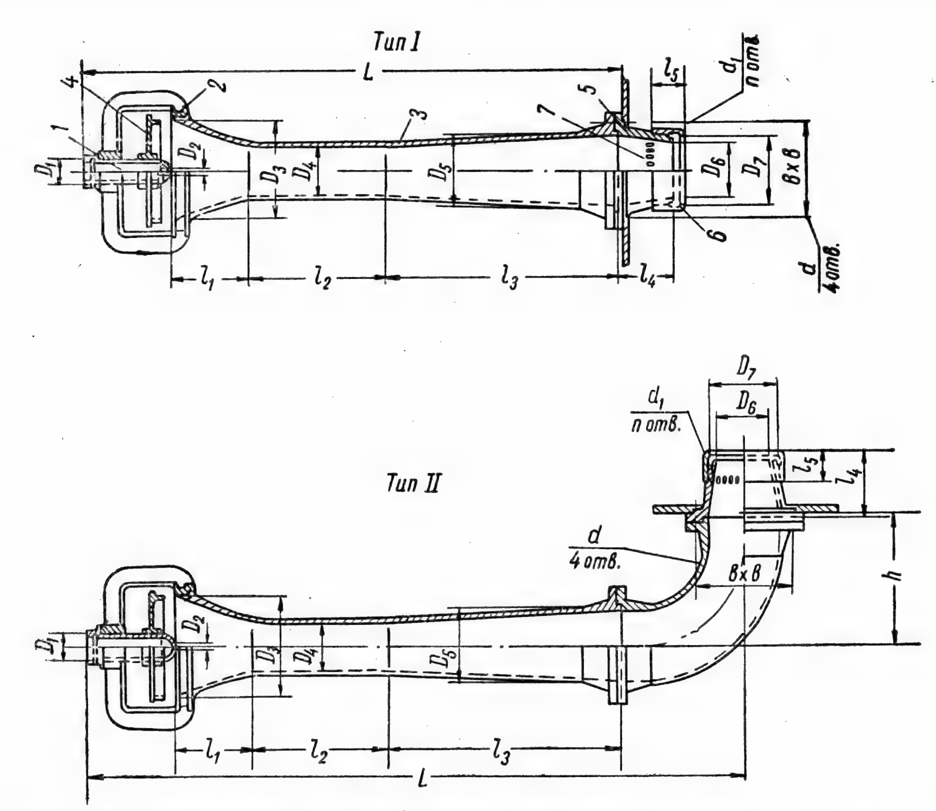


Рис. 14.23. Инжекционные горелки среднего давления для природного газа со стабилизатором фронта горения в виде искусственного зажигательного пояска:

1 — сопло; 2 — кронштейн; 3 — смеситель; 4 — регулятор воздуха; 5 — насадок; 6 — оголовок; 7 — отверстия для выхода смеси в кольцевой зажигательный поясок.

Минимальный расход газа, соответствующий давлению 1000 *мм* вод. ст., равен 13,3 $м^3/час$, а номинальный расход при давлении 5000 *мм* вод. ст. — 25,4 $м^3/час$. Для стабилизации скорости распространения пламени многосопловые горелки с большими расходами газа снабжаются водяным охлаждением стенки кратера.

Основные характеристики и конструктивные размеры применяемых горелок приведены в табл. 14.18.

Недостатком многосопловых инжекционных горелок конструкции, приведенной на рис. 14.26, является низкий диапазон регулирования тепловых нагрузок. Это приводит к необходимости уменьшения коэффициента первичного воздуха при работе на малых тепловых нагрузках и подаче вторичного воздуха.

Низкий диапазон регулирования не дает возможности применения на котлах, оборудованных такими горелками, автоматики регулирования и безопасности.

По мнению автора значительное повышение диапазона регулирования может быть достигнуто применением пластинчатого стабилизатора типа, применяемого в горелках, изображенных на рис. 14.25.

На рис. 14.27 показана хорошая конструкция инжекционной газовой горелки среднего давления, получившей распространение для прямого

Конструктивные размеры инжекционных горелок среднего давления с кольцевым стабилизатором для газа $Q_н = 8000$ *ккал/нм³* и $\gamma = 0,75$ *кГ/нм³* (рис. 14.23)

№ горелок	Тип горелок	Размеры, *мм*																		Вес, *кГ*
		D_1, дюймы	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	D_7	$b \times b$	l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	L	h	d	d_1	n	
1	I	$^1/_2$	2,5	64	32	48	35	52	74×74	50	94	152	51	28	383	—	12	2,5	27	5,0
1	II	$^1/_2$	2,5	64	32	48	35	52	74×74	50	94	152	51	28	488	122	12	2,5	27	7,5
2	I	$^1/_2$	3,2	80	40	60	44	62	88×88	60	120	190	61	30	457	—	12	2,5	31	6,7
2	II	$^1/_2$	3,2	80	40	60	44	62	88×88	60	120	190	61	30	577	137	12	2,5	31	10,2
3	I	$^3/_4$	3,6	91	45,5	68	50	70	105×105	70	135	215	65	32	523	—	14	2,5	35	9,6
3	II	$^3/_4$	3,6	91	45,5	68	50	70	105×105	70	135	215	65	32	651	148	14	2,5	35	14,6
4	I	$^3/_4$	4,0	102	51	77	56	70/78	115×115	80	150	248	75	37	589	—	14	2,5	39	11,8
4	II	$^3/_4$	4,0	102	51	77	56	70/78	115×115	80	150	248	75	37	727	158	14	2,5	39	18,6
5	I	$^3/_4$	4,4	110	55	83	60,5	80/88	120×120	90	157	265	80	38	626	—	14	3,0	32	14,1
5	II	$^3/_4$	4,4	110	55	83	60,5	80/88	120×120	90	157	265	80	38	774	168	14	3,0	32	21,6
6	I	1	4,8	120	60	90	66	90	120×120	95	175	285	88	38	692	—	16	3,0	34	18,5
6	II	1	4,7	120	60	90	66	90	120×120	95	175	285	88	38	857	189	16	3,0	34	27,6
7	I	1	5,7	144	72	108	79	105	135×135	115	209	342	103	47	808	—	16	3,0	24,1	24,1
7	II	1	5,6	144	72	108	79	105	135×135	115	209	342	103	47	993	209	16	3,0	40	34,7
8	I	$1^1/_4$	6,7	170	85	128	93,5	122	170×170	135	245	410	97	56	955	—	16	3,0	47	34,4
8	II	$1^1/_4$	6,6	170	85	128	93,5	122	170×170	135	245	410	97	56	1164	235	16	3,0	47	50,7
9	I	$1^1/_4$	7,4	188	94	140	104	135	180×180	150	270	440	102	58	1030	—	16	3,0	51	42,3
9	II	$1^1/_4$	7,3	188	94	140	104	135	180×180	150	270	440	102	58	1266	260	16	3,0	51	58,7
10	I	$1^1/_4$	8,1	204	102	154	112	140	190×190	160	300	490	119	65	1125	—	18	3,0	54	46,6
10	II	$1^1/_4$	8,0	204	102	154	112	140	190×190	160	300	490	119	65	1359	260	18	3,0	54	68,9
11	I	$1^1/_2$	9,0	228	114	170	125	155	200×200	180	330	530	125	70	1234	—	18	3,0	60	54,4
11	II	$1^1/_2$	8,9	228	114	170	125	155	200×200	180	330	530	125	70	1491	287	18	3,0	60	77,9
12	I	$1^1/_2$	10,2	264	132	198	145	180	220×220	210	380	630	150	70	1429	—	18	3,0	67	75,2
12	II	$1^1/_2$	10,1	264	132	198	145	180	220×220	210	380	630	150	70	1711	312	18	3,0	67	105,0

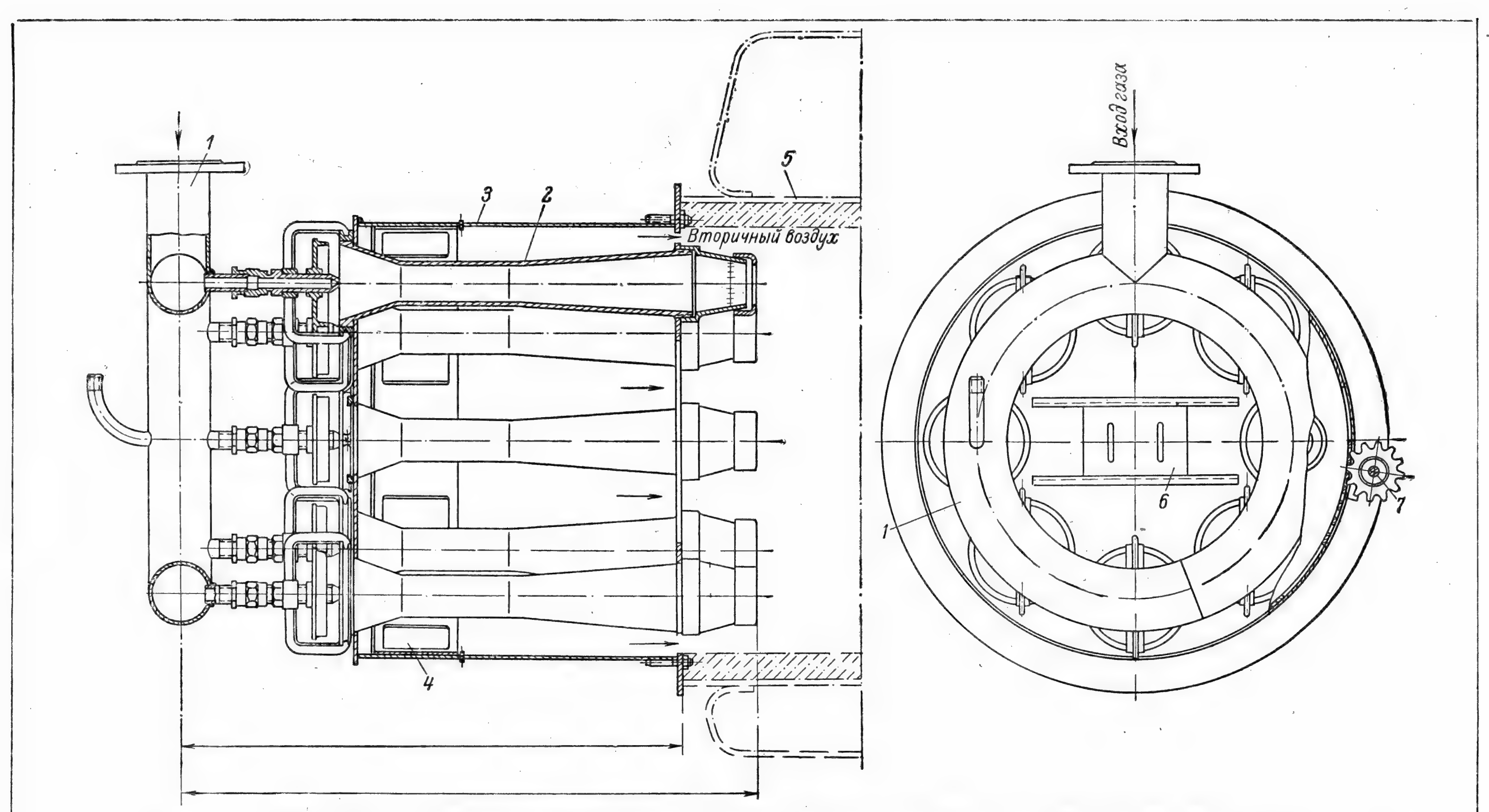


Рис. 14.24. Групповая инжекционная горелка среднего давления для природного газа:

1 — газовый коллектор; *2* — инжекционная горелка со стабилизатором; *3* — кожух с окнами *4* для регулирования поступления вторичного воздуха; *5* — жаровая труба котла; *6* — заслонка для зажигания горелок и наблюдения за горением; *7* — вал со звездочкой для регулирования открытия окон вторичного воздуха.

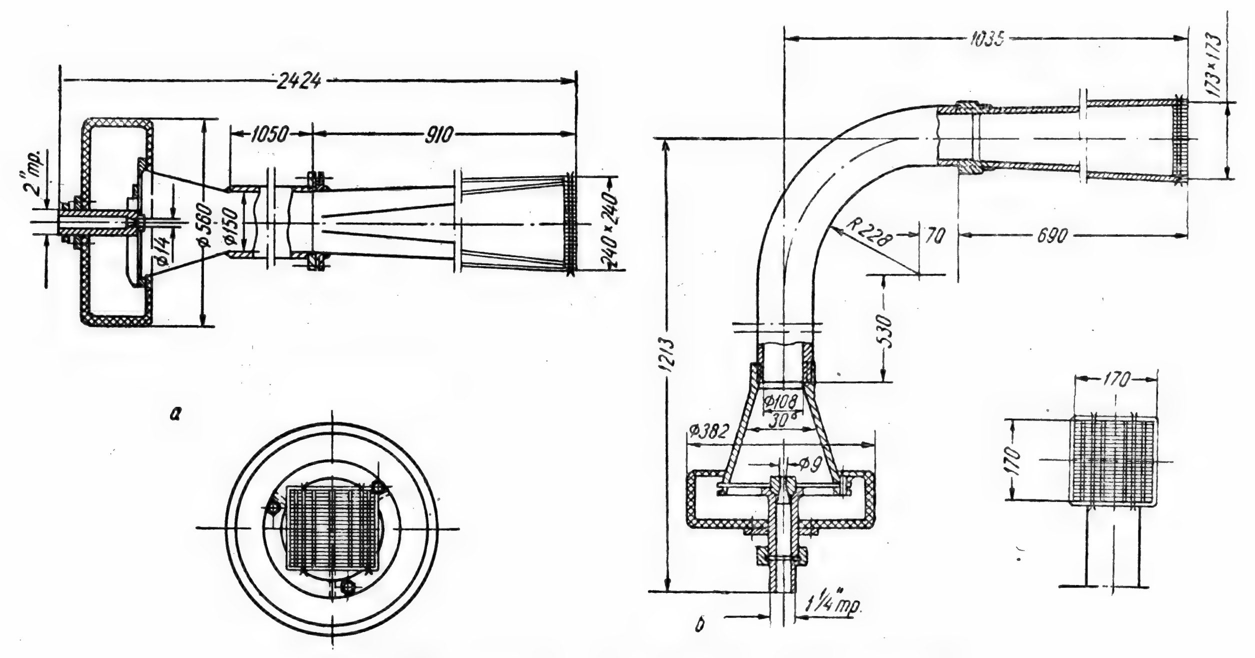


Рис. 14.25. Горелки с пластинчатыми стабилизаторами:
а — прямая ИГК-250; *б* — угловая ИГК-120у.

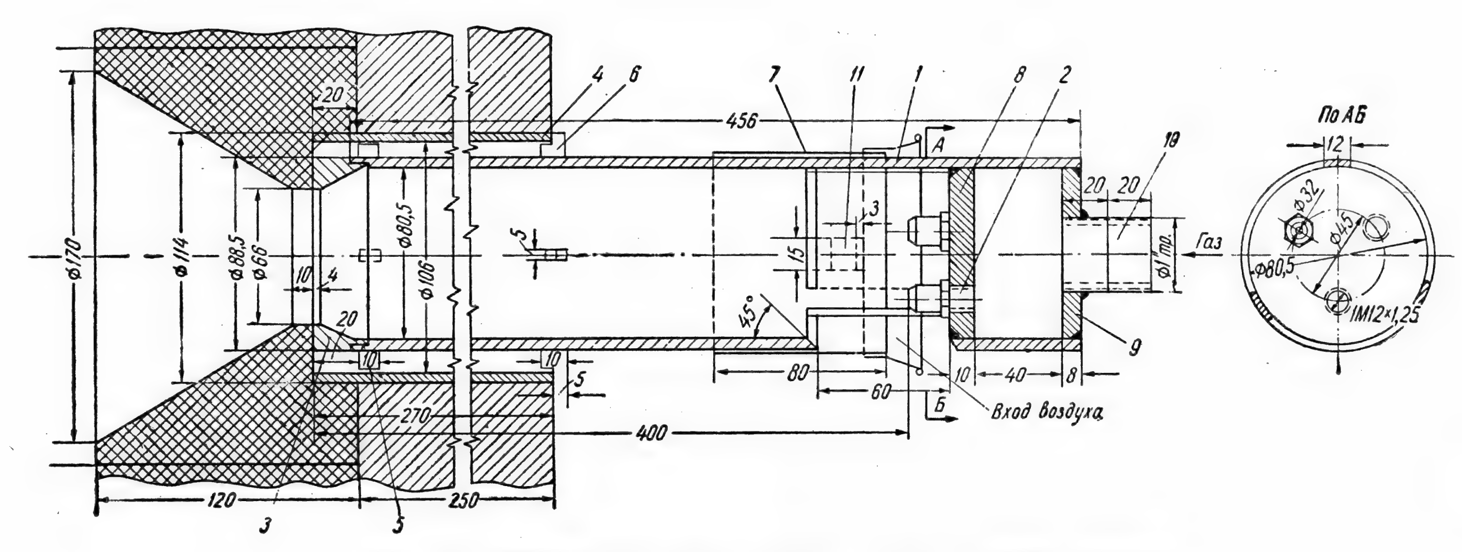


Рис. 14.26. **Инжекционная многосопловая горелка среднего давления:**

1 — инжектор; *2* — сопла; *3* — кратер горелки; *4* — футляр; *5* и *6* — направляющие планки; *7* — регулятор воздуха; *8* и *9* — донышки сопловой коробки; *10* — штуцер для газа; *11* — рукоятки регулятора воздуха.

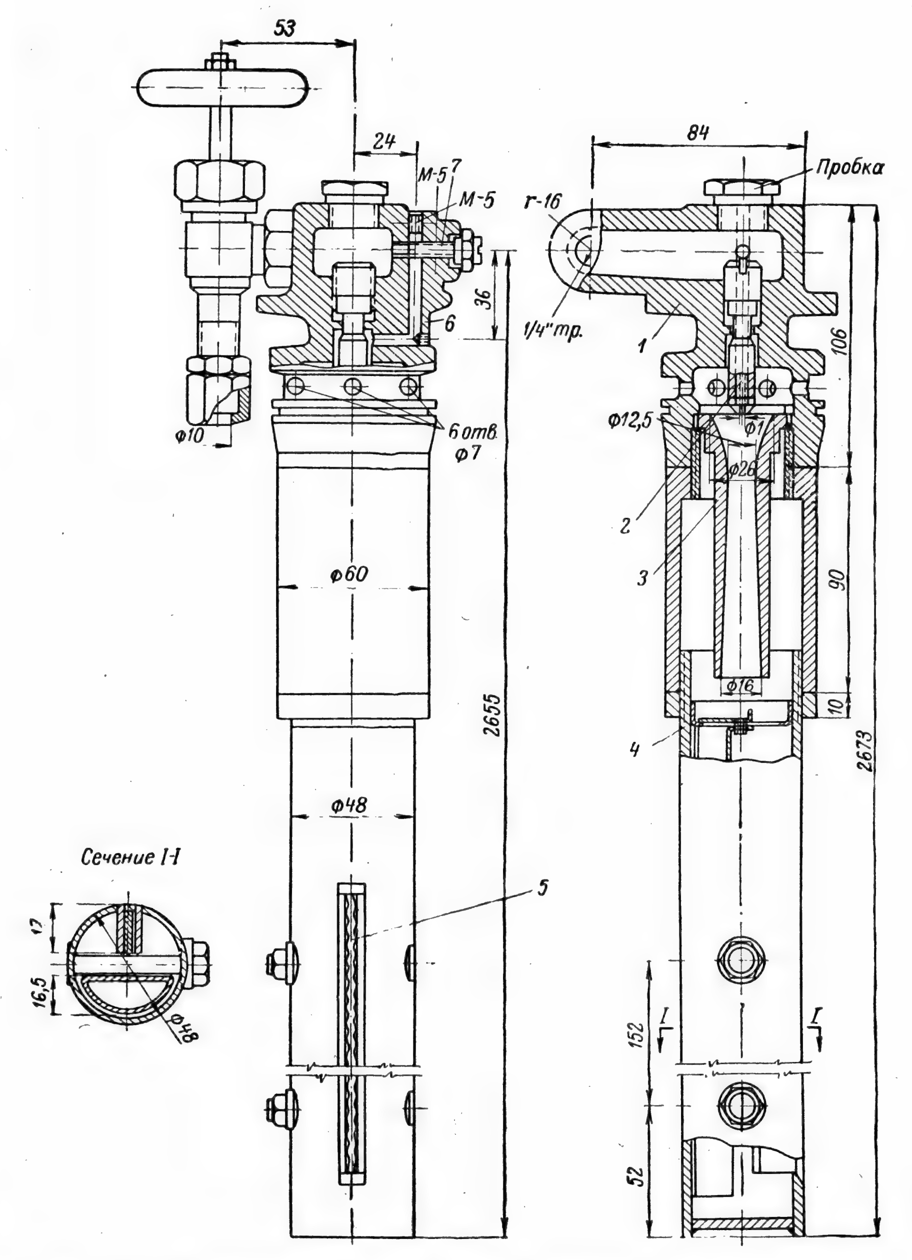


Рис. 14.27. Инжекционная горелка среднего давления для ленточных хлебопекарных и бисквитных печей:

1 — корпус; 2 — сопло; 3 — конфузор; 4 — коллектор; 5 — гофрированная пластина огневой щели; 6 — канал для перепуска газа; 7 — регулировочный винт; 8 — воздушная камера.

Таблица 14.17

Характеристика инжекционных горелок с пластинчатым стабилизатором

Типы горелок	Давление газа перед горелкой, *мм* вод. ст.	Расход газа, $м^3/час$	Тепловая нагрузка, *ккал/час*	Диаметр сопла, *мм*	Полная длина горелок, *мм*	Коэффициент избытка воздуха α
ИГК-250	1000 3000 5000	85 150 194	$68 \cdot 10^4$ $120 \cdot 10^4$ $155{,}2 \cdot 10^4$	14,0	2424	1,03—1,06
ИГК-170	1000 3000 6000	56 98 137	$44{,}8 \cdot 10^4$ $78{,}4 \cdot 10^4$ $110{,}6 \cdot 10^4$	11,4	2130	1,06—1,13
ИГК-120	1000 3000 5000	41 71 92	$32{,}8 \cdot 10^4$ $56{,}9 \cdot 10^4$ $73{,}6 \cdot 10^4$	9,5	1820	1,05—1,2
ИГК-120у	1000 3000 5000	37 64 83	$29{,}6 \cdot 10^4$ $51{,}2 \cdot 10^4$ $66{,}4 \cdot 10^4$	9,0	1035×1213	1,03—1,2
ИГК-60	1000 3000 5000	24 41 53	$19{,}2 \cdot 10^4$ $32{,}8 \cdot 10^4$ $42{,}4 \cdot 10^4$	7,5	1387	1,01—1,13
ИГК-60у	1000 3000 5000	24 41 53	$19{,}2 \cdot 10^4$ $32{,}8 \cdot 10^4$ $42{,}4 \cdot 10^4$	7,5	700×933	1,03—1,05
ИГК-25	1000 3000 5000	9 16 20	$7{,}2 \cdot 10^4$ $12{,}8 \cdot 10^4$ $16 \cdot 10^4$	4,5	946	1,2—1,4
ИГК-25у	1000 3000 5000	9 16 20	$7{,}2 \cdot 10^4$ $12{,}8 \cdot 10^4$ $16 \cdot 10^4$	4,5	530×545	1,02—1,2

обогрева ленточных хлебопекарных и кондитерских печей. Устойчивое горение однородной газовоздушной смеси с $\alpha \geqslant 1{,}0$ достигается малыми скоростями вытекания газовоздушной смеси (ниже пределов отрыва) и размерами огневой щели (меньше критической величины), предотвращающей обратный удар пламени. При показанных на рисунке размерах горелка пригодна для сжигания смешанного газа теплотворной способностью до 7000 *ккал/нм*^{3}. Минимальное давление перед соплом — 3000 *мм* вод. ст.

Для сохранения неизменности тепловой нагрузки при уменьшении теплотворной способности газа горелка снабжена каналом *6* для перепуска газа с помощью регулировочного винта *7* в воздушную камеру *8*, из которой он вместе с воздухом эжектируется в смеситель горелки с помощью газа, вытекающего из сопла.

Таблица 14.18

Основные конструктивные размеры инжекционных многосопловых горелок среднего давления для дашавского природного газа

№ горелок	Диаметр инжектора, *мм*	Диаметр сопел, *мм*	Кол-во сопел	Отношение диаметра инжектора к эквивалентному диаметру сопел	Диаметр кратера, *мм*	Отношение диаметра кратера к диаметру инжектора	Минимальная длина инжектора, *мм*	Минимальное давление газа, *мм* вод. ст. и расход газа, $м^3/час$	Номинальное давление, *мм* вод. ст. и расход газа, $м^3/час$	Диапазон регулирования
1	41	1,6	3	14,8	35	0,86	160	1000/3,2	5000/6,4	2,0
2	53	2,1	3	14,5	46	0,87	210	1000/5,7	5000/11,0	2,0
3	68	2,7	3	14,6	57	0,83	270	1000/9,1	5000/17,9	1,97
4	80,5	3,2	3	14,5	67	0,835	320	1000/13,3	5000/25,4	1,90
5	94	3,2	4	14,6	78	0,83	320	15000/20,8	5000/34,0	1,63
6	119	4,1	4	14,5	99	0,835	410	1500/34,0	5000/55,0	1 63
7	131	4,5	4	14,6	109	0,835	450	2000/49,0	6000/73,0	1,49
8	150	4,2	6	14,6	125	0,835	420	2000/62,0	6000/92,0	1,49
9	168	4,6	6	14,9	140	0,835	460	3000/85	8000/125	1,47
10	207	5,7	6	14,8	173	0,835	570	4000/149	9000/198	1,33

На рис. 14.28 показана инжекционная излучающая панельная горелка среднего давления конструкции Гипронефтемаша, предназначенная для равномерного нагрева больших поверхностей.

Горелка рассчитана на сжигание газа нефтеперерабатывающих заводов теплотворной способностью около 13 000 *ккал/нм*^{3}, но может при изменении сопла работать и на газах других теплотворностей. Газ из сопла поступает в смеситель и в виде однородной газовоздушной смеси с коэффициентом избытка воздуха α в пределах 1,05—1,1 попадает в распределительную камеру. Далее по стальным трубкам газовоздушная смесь проходит в туннели, где при зажигании сгорает, не образуя внешних факелов.

Призмы изготовляются из керамики следующего состава (по объему): шамот класса А — 70%, латненская глина 24—26%, асбест 4—6%. Огнеупорность керамики около 1700° С.

Промежутки между собранными в панель призмами выполняют роль температурных швов, чем повышают термостойкость панели.

Характеристика работы излучающей горелки в зависимости от расхода газа показана графически на рис. 14.29. Количество тепла, передаваемое радиацией нагреваемым поверхностям, достигает 70—72%.

Другая конструкция семисопловой панельной горелки с тепловой нагрузкой $1 \cdot 10^6$ *ккал/час* показана на рис. 14.30. Панельные излучающие горелки получают широкое распространение для нагрева трубчатых печей нефтеперерабатывающей промышленности. Они с успехом могут применяться и для нагрева котлов в виде подовых и стенных панелей, для сушил и во всех других случаях, где необходим равномерный нагрев больших поверхностей и регулируемое теплонапряжение по высоте и длине топок.

4. Газовые горелки с принудительной подачей воздуха

Газовые горелки с принудительной подачей воздуха работают по принципу механического смешения газа и воздуха. Наиболее часто применяется давление газа в пределах 50—150 *мм* вод. ст., а воздуха 50—200 *мм* вод. ст.

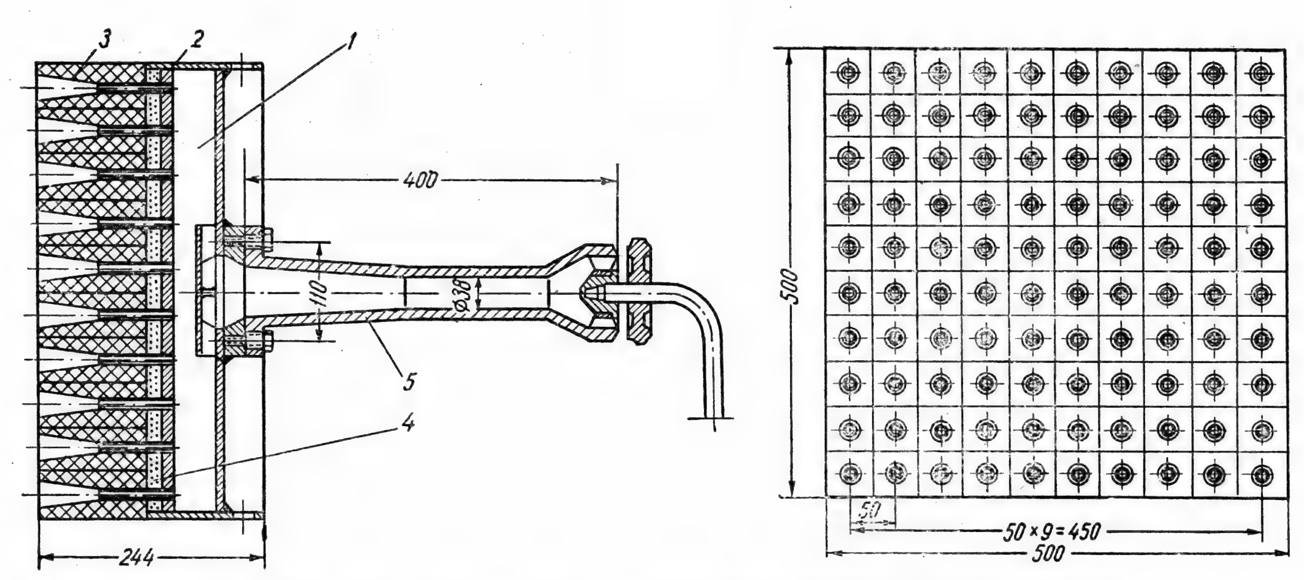


Рис. 14.28. Инжекционная панельная излучающая горелка среднего давления:

1 — распределительная камера газовоздушной смеси; *2* — стальные трубки, ввернутые в днище распределительной камеры; *3* — туннели из огнеупорных призм; *4* — теплоизоляционная подушка из диатомового кирпича; *5* — смеситель.

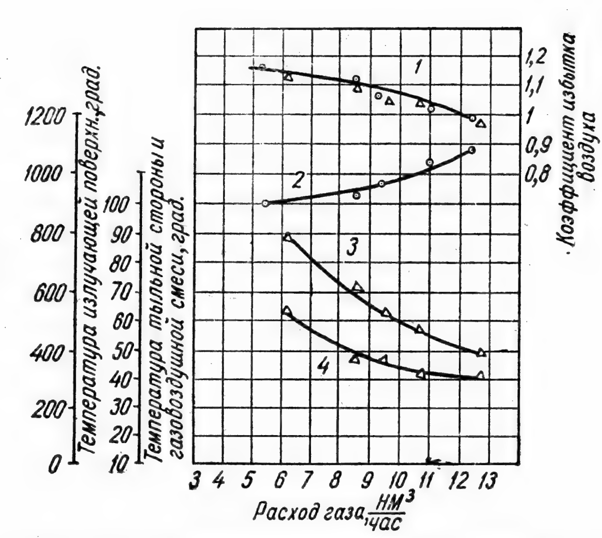


Рис. 14.29. Характеристика работы панельной горелки:

1 — коэффициент избытка воздуха от расхода газа; *2* — температура излучающей поверхности панели от расхода газа; *3* — температура тыльной стороны панелей; *4* — температура газовоздушной смеси в смесительной камере от расхода газа.

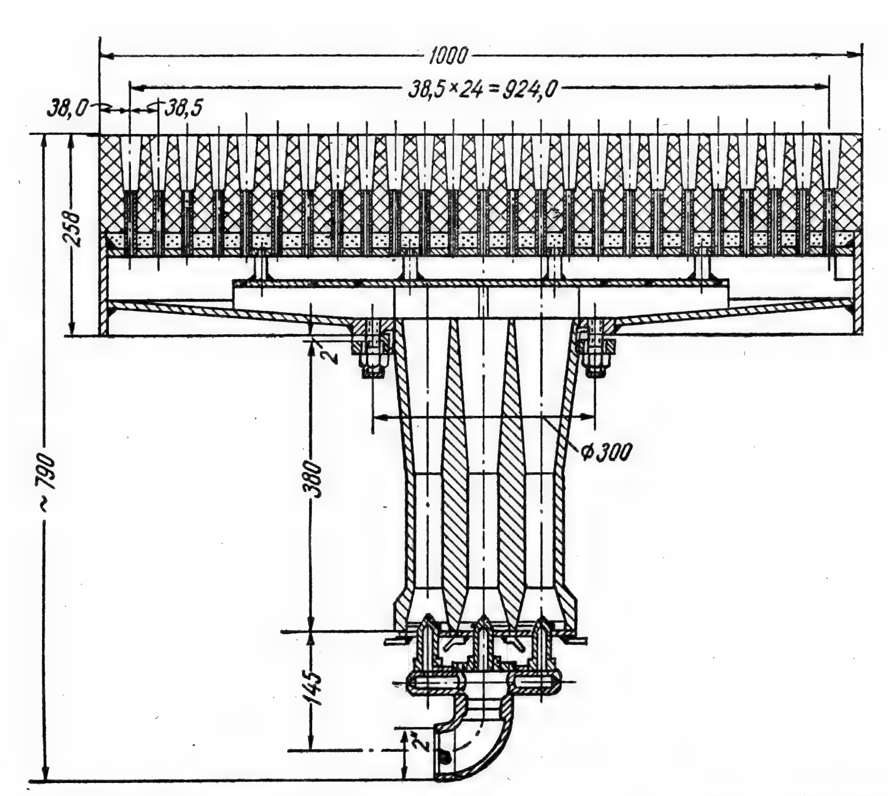


Рис. 14.30. Инжекционная панельная многосопловая горелка с тепловой нагрузкой $1 \cdot 10^6$ *ккал/час*.

Характерной особенностью этих горелок является раздельная подача в них газа и воздуха, почему они часто называются двухпроводными. Качество смешения газа с воздухом и длина факелов пламени зависят главным образом от конструктивных особенностей горелок. Сокращение длины факела пламени достигается дроблением газового, а иногда и воздушного потока на отдельные тонкие струи, направлением потоков или струй под углом друг к другу, закруткой потоков газа и воздуха, направлением газовых струй под углом в закрученный поток воздуха, увеличением разности скоростей параллельных потоков и другими методами.

Для увеличения длины факела пламени газовым и воздушным потокам придается параллельное направление с небольшими и близкими скоростями, а также увеличение толщины потоков.

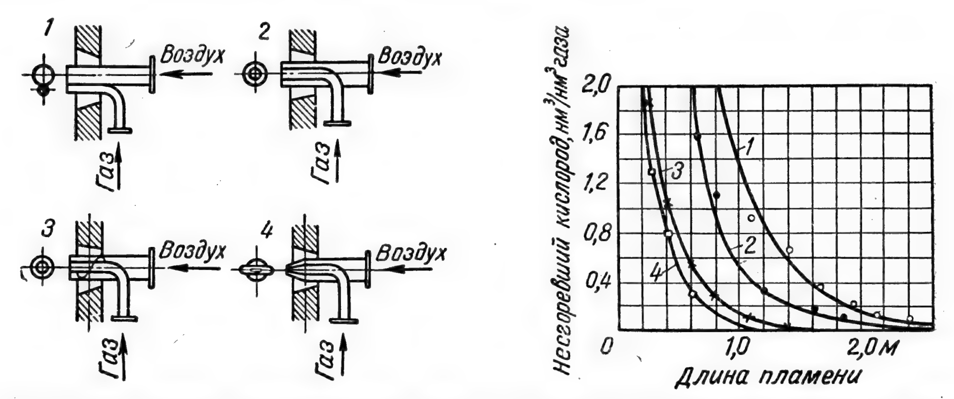


Рис. 14.31. Влияние интенсивности смешения газа и воздуха на длину факела пламени.

Влияние интенсивности смешения струй газа и воздуха на длину факела пламени показано графически на рис. 14.31. Опыты производились при сжигании коксового газа с низшей теплотворной способностью 3750 *ккал/нм³* в газовых горелках различных конструкций. Расход газа каждой горелкой составлял около 35 *нм³/час*, а расход воздуха около 130 *нм³/час*, что примерно соответствовало теоретической потребности в воздухе. Размеры площадей выходных отверстий горелок и линейных скоростей движения газа и воздуха приведены в табл. 14.19.

Таблица 14.19

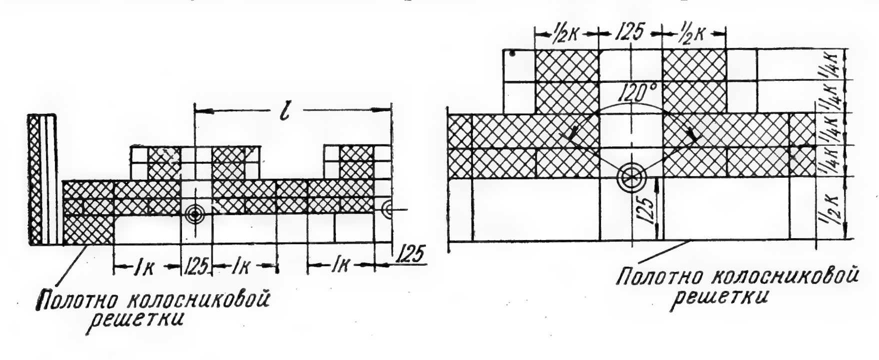
Размеры площадей выходных отверстий и скоростей движения газа и воздуха

Горелки	Площади выходных сечений горелок, *см²*		Скорость, *м/сек*		Коэффициент избытка воздуха α
	газового	воздушного	газа	воздуха	
1	9,6	34,2	10,1	11,0	1,01
2	9,6	34,8	10,1	10,8	0,98
3	9,6	34,8	10,1	10,8	0,99
4	3,8	16,6	25,6	22,6	1,01

Кривые, изображенные на рис. 14.31, показывают, что наихудшее сгорание газа и наиболее длинный факел пламени наблюдались для горелки *1*, подающей газ и воздух двумя рядом расположенными потоками. При

концентрическом расположении потоков (горелка *2*) и сохранении тех же линейных скоростей газа и воздуха скорость и полнота сгорания увеличивались, а длина факела пламени сокращалась. При введении завихрителя воздуха (горелка *3*) происходило дальнейшее ускорение процесса смешения и сокращение длины факела пламени. К еще большему сокращению длины факела пламени приводило сжатие выходных сечений горелок, обусловившее увеличение скоростей истечения газа и воздуха и подачу последнего под некоторым углом к потоку газа (горелка *4*).

К простейшим газовым горелкам, работающим на принудительно подающемся воздухе, относится горелка, показанная на рис. 14.32*. Обычно



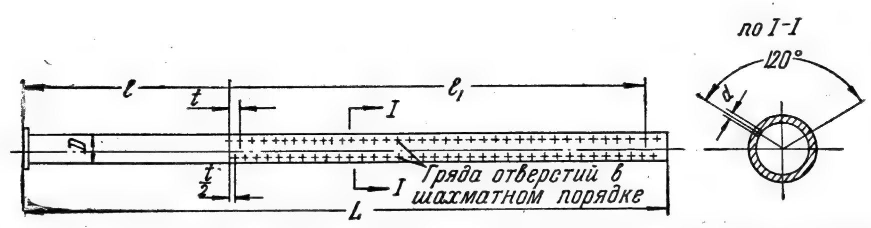


Рис. 14.32. Простейшие газовые горелки с принудительной подачей воздуха, установленные на колосниковой решетке.

такие горелки выполняются из перфорированных труб диаметром $1^1/_2$—$2^1/_2''$, располагаемых в нижней части прямоугольных туннелей, изготовленных из шамотного кирпича класса А.

Диаметры огневых отверстий принимаются в пределах от 2 до 4 *мм*, а шаг между ними в пределах 5 ÷ 7 диаметров отверстий. Огневые отверстия располагаются в два ряда и для хорошего смещения газа с воздухом сверлятся под углом от 90 до 120° в шахматном порядке. Угол 90° принимается при подаче в туннель холодного или горячего воздуха, а 120° только для холодного воздуха. Скорости вылета газа из огневых отверстий укладываются в пределы 40—80 *м/сек*, а скорости воздуха при входе в туннель 4—8 *м/сек*. При этих условиях горение газовоздушной смеси начинается в туннеле на расстоянии 30—50 *мм* от огневых отверстий. Максимальная температура на поверхности верхней части туннеля достигает 850—1 100° С, а на поверхности коллектора (трубы) при холодном воздухе от 300 до 400° С, в зависимости от угла расположения огневых отверстий.

* Горелки разработаны Укргипромгазом и исследованы Институтом использования газа АН УССР.

Для подачи воздуха под колосники и далее в туннели применяются вентиляторы низкого давления (100 *мм* вод. ст.).

Полное сгорание природного газа при указанных условиях обеспечивается при коэффициенте избытка воздуха α в пределах 1,1—1,2.

Так как такие горелки располагаются на поду (колосниках) котла, они часто называются подовыми горелками.

Рассмотренные горелки пригодны для установки их на колосниковых решетках котлов типов ДКВ, ДКВр, Бабкок — Вилькокс, Шухова и других с высокими топками и паропроизводительностью до 35—40 *т/час* *.

Расположение горелок в топках котлов следует выбирать такое, чтобы обеспечивалось равномерное распределение пламен по всему сечению топки. Схемы расположения горелок в топках могут быть любые с выводом на фронтовую или боковую стенки котла.

Ниже, в табл. 14.20 приведены рекомендуемые «Ленгипроинжпроектом» основные конструктивные размеры горелок для некоторых котлов распространенных типов при сжигании природного ($Q_н$ = 8000—8500 *ккал/нм*^{3}) и смешанного ($Q_н$ = 7000—7500 *ккал/нм*^{3}) газов.

Таблица 14.20

Конструктивные размеры горелок (рис. 14.32) для котлов типов ДКВ и ДКВр (размеры в *мм* и дюймах)

Наименование величин	Типы котлов			
	ДКВ-2	ДКВ-4	ДКВ-6,5	ДКВ-10
D	$1^1/_2''$	$2''$	$2''$	$2^1/_2''$
L	1950	2415	3200	3200
l	895	930	940	930
l_1	990	1450	2160	2200
d	3	3	3	3,5
t	19	15	19	17,5
Количество отверстий в ряду	52	105	115	127
Всего отверстий на одной горелке	104	210	230	254
Расстояние между горелками	1200	1140	758	758
Количество горелок на котел	2	2	3	3

Особенностью газовой горелки с принудительно подающимся воздухом, показанной на рис. 14.33, является то, что входящему воздушному потоку придается вращательное движение с помощью специальных лопастей, расположенных на газовом сопле. Закрутка потока воздуха приводит к интенсификации смешения газа с воздухом и сокращению длины факела пламени. Для нормальной работы горелки давление газа перед входом в горелку должно быть не ниже 50 *мм* вод. ст., а давление воздуха не ниже 80 *мм* вод. ст. Характеристика горелки для сланцевого и коксового газов теплотворной способностью 3600 *ккал/нм*^{3} и ее конструктивные размеры приведены в табл. 14.21.

При использовании горелки для природных газов площади газовых сопел необходимо уменьшать пропорционально увеличению теплотворной

* Эти же горелки могут успешно применяться в секционных котлах типов НР(ч) «Универсал» и им аналогичных (по одной горелке на котел). Подача воздуха в туннель осуществляется за счет тяги, которая должна быть не менее 3 *мм* вод. ст., и эжектирующего действия газовых струй, расположенных под углом 70—90°.

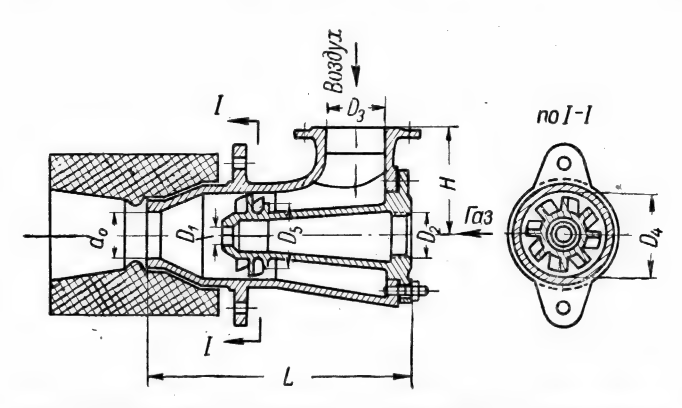


Рис. 14.33. Газовая горелка с принудительно подающимся закрученным потоком воздуха.

Таблица 14.21

Основные размеры газовых горелок с принудительной подачей воздуха в зависимости от расхода сланцевого или коксового газов

Номер горелки	Расход газа, $м^3/час$	Размеры, *мм*							
		L	H	d_0	D_1	D_2, дюймы	D_3	D_4	D_5
1	6	218	115	21	10	$^3/_4$	40	45	41
2	8	242	120	26	11	1	50	55	47
2	12	242	120	30	13	1	50	55	42
3	15	300	130	34	14	$1^1/_2$	70	75	63
3	25	300	130	44	17	$1^1/_2$	70	75	54
4	25	370	160	44	17	2	80	100	84
4	50	370	160	61	24	2	80	100	69
5	50	405	170	61	24	$2^1/_2$	100	125	102
5	85	405	170	79	31	$2^1/_2$	100	125	82
6	85	442	180	79	31	$2^1/_2$	100	145	110
6	125	442	180	96	37	$2^1/_2$	100	145	89
7	125	517	210	96	37	3	125	170	125
7	190	517	210	116	46	3	125	170	94
8	190	572	230	116	46	4	150	200	141
8	250	572	230	130	52	4	150	200	132

способности природного газа относительно сланцевого. Горелка предназначена для установки в нагревательных печах металлообрабатывающей промышленности, а также в отопительных и паровых котлах. Горелка может работать как на холодном, так и на горячем воздухе с $\alpha \geqslant 1{,}0$.

Отличительной особенностью газовой горелки, приведенной на рис. 14.34, является улиткообразный подвод воздуха, придающий ему вращательное движение.

Газ из газопровода поступает в газоподводящий тройник, из которого через кольцевую щель сопла выходит в устье горелки, где благодаря вращательному движению воздуха с ним смешивается. Воздух из воздуходувки (обычно вентилятора среднего давления) поступает в воздухоподводящую улитку, омывает газовое сопло и, вращаясь, через кольцевую щель выходит в устье горелки, смешиваясь с газом. При работе горелки с помощью кранов, задвижек или дозирующих устройств регули-

Основные размеры газовых горелок в зависимости от расхода

Расход газа, $м^3/час$	Размеры,										
	d_0	$D_г$	$D_в$	А	Б	В	Г	Е	Ж	И	К
20—40	50	50	65	100	90	110,5	120,5	365	220	135	60
30—60	60	65	75	110	95,5	120	132,5	395	220	150	70
40—80	75	75	100	125	99,5	140,5	155	450	220	190	95
60—100	100	100	125	140	125	170,5	183,5	540	280	230	120
100—150	125	125	150	170	139,5	200,5	213	615	320	270	140
150—250	150	150	200	190	160	235	255	715	420	350	190
300—400	200	200	250	235	190	285	312	855	540	420	240

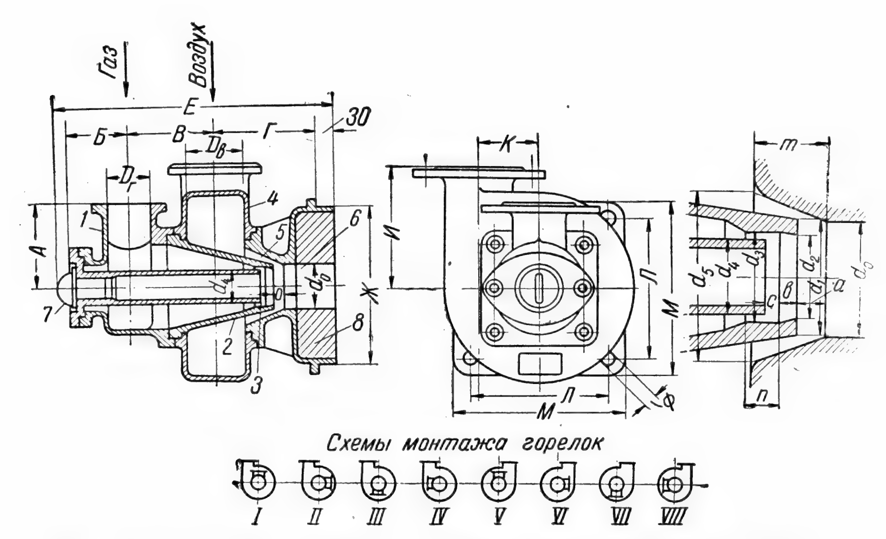


Рис. 14.34. Газовая горелка с вращательным движением воздуха:

1 — газоподводящий тройник; *2* — газовое сопло; *3* — кольцевая щель для газа; *4* — воздухоподводящая улитка; *5* — кольцевая щель для воздуха; *6* — смесительная камера; *7* — устройство для наблюдения за горением; *8* — футеровка.

руется расход газа и расход воздуха. Основные конструктивные размеры горелок этого типа и расход коксового газа показаны в табл. 14.22. Горелки без изменения размеров могут быть использованы для сланцевого газа и, с незначительным уменьшением кольцевой щели газового сопла или снижением давления, для природного газа. Пределы давлений газа и воздуха для нормальной работы газовых горелок перед регулирующими органами составляют: для газа 80—100 *мм* вод. ст., для воздуха 150—200 *мм* вод. ст. Достоинством указанных горелок является их компактность и удобство монтажа при разных вариантах подвода газа и воздуха. Схемы монтажа горелок показаны на рис. 14.34.

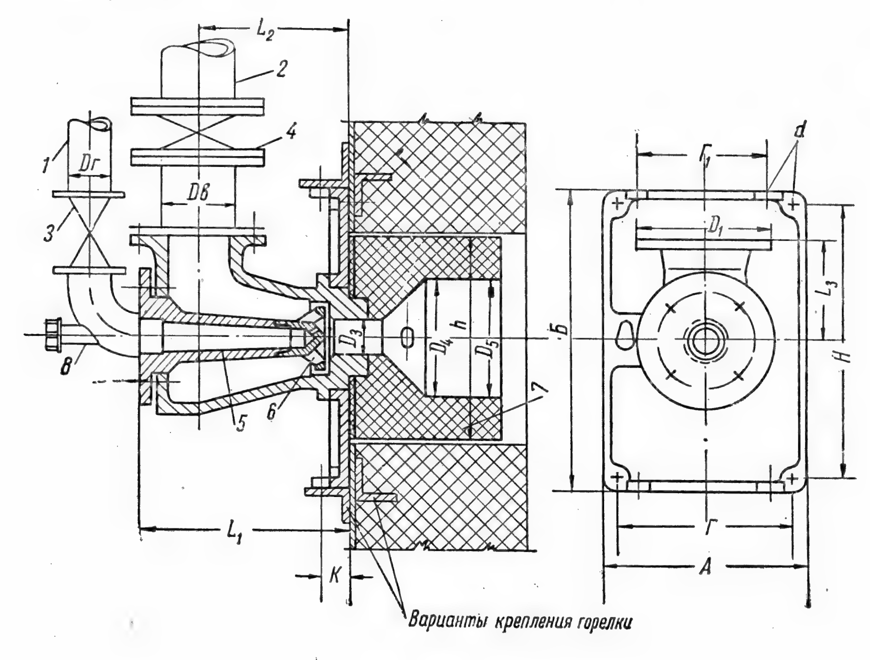
Большое распространение для нагрева печей металлообрабатывающей промышленности получили газовые горелки, приведенные на рис. 14.35. Принцип работы горелки — подача газа мелкими струями в закрученный поток воздуха. При таком процессе происходит интенсивное смешение газа с воздухом и его сгорание в коротком факеле пламени. При необходимости получения длинного и светящегося факела пла-

Таблица 14.22

коксового газа ($Q_{н} = 4000$ *ккал/нм*^{3}, $\gamma = 0,48$ *кГ/нм*^{3})

мм

Л	M	⌀	d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	a	b	c	m	n
190	250	18	48	38	40	36	75	13	8	5	33	15
190	250	18	57	45	48	43	90	15	10	6	40	18
190	250	18	71	56	60	55	112	19	12	8	50	23
250	310	22	95	75	80	74	150	25	16	10	66	30
290	350	22	119	94	100	92	188	31	20	13	83	38
400	460	22	142	113	120	110	225	38	24	15	100	45
520	580	26	190	150	160	145	300	50	32	20	132	60



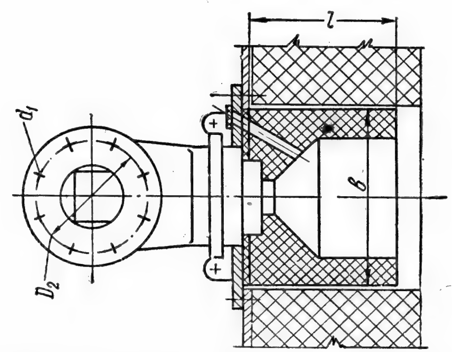


Рис. 14.35. Газовые горелки с подачей мелких струй газа в закрученный поток воздуха с фланцевым присоединением воздухопровода:

1 — подвод газа; *2* — подвод воздуха; *3* — кран; *4* — кран или задвижка, в зависимости от размера; *5* — газовое многоструйное сопло; *6* — завихритель воздуха; *7* — туннель; *8* — штуцер с пробкой.

мени газовое сопло делается одноструйным (с одним центральным отверстием) и уменьшается или ликвидируется закрутка воздуха за счет снятия завихрителя. Горелки рассчитаны на сжигание природного газа ($Q_н$ = = 8500 *ккал/нм*^{3} и $\gamma = 0,73$ *кГ/нм*^{3}) при номинальном давлении газа и воздуха 60 *мм* вод. ст.

Нормальный диапазон регулирования давления газа и воздуха перед горелками составляет 15—240 *мм* вод. ст., что обеспечивает регулирование расхода газа и тепловой нагрузки горелки в пределах 1 : 4.

Расход природного газа при работе на холодном воздухе, в зависимости от размеров горелок и давлений газа и воздуха, приведен в табл. 14.23, а основные размеры горелок в табл. 14.24.

Таблица 14.23

Характеристика газовых горелок с принудительной подачей воздуха (рис. 14.35)

Типоразмер горелок	Давление газа и воздуха, *мм* вод. ст.			Размеры отверстий в газовом сопле, *мм*	Число отверстий в газовом сопле
	15	60	240		
	Расход газа горелками, *м*^{3}/*час*				
ГНП-3	1,5	3,0	6,0	2,8	4
ГНП-5	2,5	5,0	10,0	3,7	4
ГНП-10	5,0	10,0	20,0	4,2	6
ГНП-15	7,5	15,0	30,0	4,5	8
ГНП-25	12,5	25,0	50,0	5,8	8
ГНП-40	20,0	40,0	80,0	7,2	8

Горелки могут работать на холодном и на горячем воздухе. При работе на горячем воздухе расход газа при тех же давлениях снижается в зависимости от температуры воздуха до величин, приведенных в табл. 14.25.

Газовые горелки допускают возможность их использования как для газов более низкой, так и более высокой теплотворной способности.

При применении газа сниженной теплотворной способности до (предельно) 6000 *ккал/нм*^{3} и сохранении постоянства тепловых нагрузок все размеры горелок сохраняются неизменными и повышается только давление газа.

Величина необходимого давления газа может определяться по формуле 14.4 или составленной на ее основе формуле

$$P_1 = P \frac{\gamma_1}{\gamma}\left(\frac{Q}{Q_1}\right)^2,$$

где P_1 — давление газа со сниженной теплотворностью, *мм* вод. ст.;
P — давление газа при $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3} по табл. 14.23, *мм* вод. ст.;
γ_1 — удельный вес газа со сниженной теплотворностью, *кГ/нм*^{3};
γ — удельный вес природного газа $\gamma = 0,73$ *кГ/нм*^{3};
Q_1 — теплотворная способность газа со сниженной теплотворностью, *ккал/нм*^{3};
Q — теплотворная способность природного газа $Q = 8500$ *ккал/нм*^{3}.

При применении газа повышенной теплотворной способности и сохранении постоянства тепловых нагрузок размеры горелок сохраняются неизменными и уменьшаются размеры отверстий в газовых соплах. Диа-

Таблица 14.24

Основные размеры (*мм*) и вес (*кГ*) горелок

Наименование величин	ГНП-3	ГНП-5	ГНП-10	ГНП-15	ГНП-25	ГНП-40
Габариты горелки L_1	163	177	225	250	302	325
Расстояние от стены печи до оси воздушного патрубка L_2	117	128	159	178	215	224
Расстояние от оси горелки до внешней плоскости воздушного патрубка L_3	80	90	105	110	140	160
Ширина горелочной плиты $А$	130	240	240	240	360	380
Высота горелочной плиты $Б$	240	310	310	380	400	500
Диаметр болтов d	м 12	м 12	м 12	м 12	м 14	м 16
Расстояния между болтами по ширине $Г/Г_1$	80	190/120	190/120	190/120	310/240	320/240
Расстояния между болтами по высоте H	190	260	260	330	350	440
Расстояния от кладки печи до болтов K	30	30	30	30	30	35
Диаметр газопровода (дюймы) $D_г$	$^3/_4$	$^3/_4$	1	1	$1^1/_4$	$1^1/_2$
Диаметр воздуховода $D_в$	32	40	70	80	100	125
Наружный диаметр фланца D_1	120	130	160	185	205	235
Диаметр окружности болтовых отверстий D_2	90	100	130	150	170	200
Диаметры болтов d_1	м 10	м 12	м 12	м 16	м 16	м 16
Число болтов	4	4	4	4	4	8
Ширина туннеля b	112	228	228	228	344	344
Высота туннеля h	136	206	206	276	290	360
Длина туннеля l	120	140	200	205	260	320
Диаметр горловины D_3	26	33	47	57	74	93
Диаметр туннелей $\frac{D_4}{D_5}$	65/68	82/87	118/125	142/149	185/195	232/240
Вес горелки	6,0	7,4	12,3	14,7	21,7	37,0
Вес горелочной плиты	4,2	8,1	9,7	11,3	15,3	26,4
Вес горелочного камня-туннеля	2,8	11,5	14,0	20,0	39,0	45,0
Суммарный вес установки	13,0	27,0	36,0	46,0	76,0	108,4

Таблица 14.25

Снижение расхода газа горелками ГНП в зависимости от температуры воздуха

Температура воздуха, °С	0	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Расход газа горелками (в % от данных табл. 14.23)	100	85	80	76	72	69	66	64	62	60

метры новых отверстий определяются по формулам 14.2—14.4. Давление воздуха для обоих случаев остается неизменным — равным давлению газа по табл. 14.23 при $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3} и $\gamma = 0{,}73$ *кГ/нм*^{3}.

Газовая горелка в сварном исполнении с принудительно подающимся воздухом приведена на рис. 14.36.

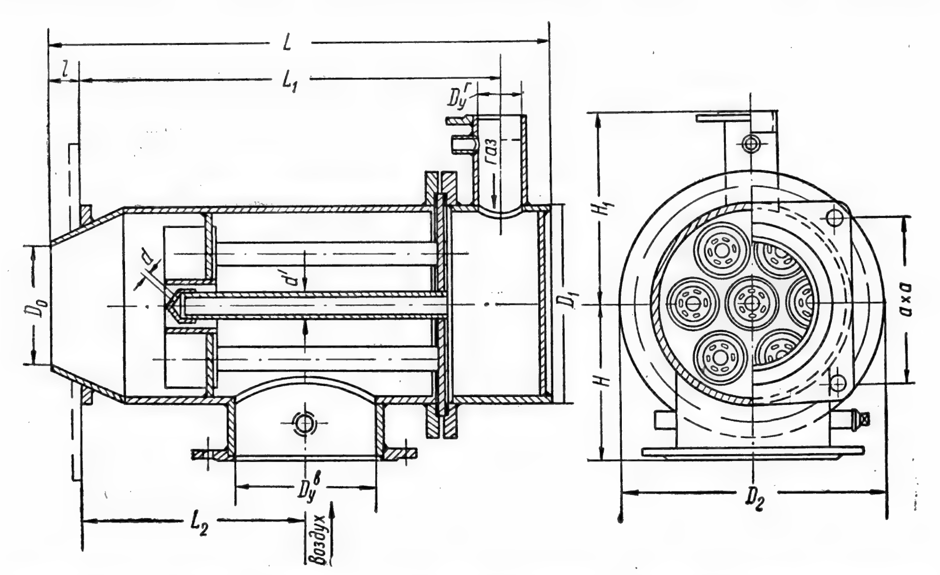


Рис. 14.36. Газовая горелка в сварном исполнении с многоструйными соплами.

Особенностью этой горелки является наличие нескольких многоструйных сопел, направляющих газ мелкими струями под различными углами в поток воздуха. Это приводит к созданию на выходе из кратера горелки почти однородной газовоздушной смеси, сгорающей в коротком факеле пламени. Горелка рассчитана для сжигания природного газа $Q_н = 8500$ *ккал/нм*^{3} при одинаковых номинальных давлениях газа и воздуха, равных 100 *мм* вод. ст. Горелка может применяться для нагрева котлов и сушил, в которых необходимо короткофакельное сжигание газа.

Недостатком горелки является относительно малый диапазон регулирования тепловой нагрузки, а также возможность загорания газа внутри кратера при чрезмерном снижении расхода газа, возникновении противодавления в топке и при начальном поджигании газа или газовоздушной смеси *.

Характеристики горелок этого типа приведены в табл. 14.26, а их основные размеры в табл. 14.27.

Аналогичная, но более совершенная конструкция горелки, получившая широкое распространение при сжигании газа в топках котлов, приведена на рис. 14.37.

Газ из газовой камеры распределяется по нескольким трубкам, на конце которых находятся головки с отверстиями, расположенными под углом к оси трубок и движущемуся закрученному потоку воздуха. Это обеспечивает хорошее смешение газа с воздухом, короткий факел пламени и полное сжигание газа при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1{,}05 - 1{,}1$ и разрежении в топке 1—2 *мм* вод. ст. Для предотвращения перегрева

* Увеличение диапазона регулирования может достигаться повышением скоростей вылета газовоздушной смеси до 15—25 *м/сек* (в зависимости от размера горелки) за счет уменьшения размера кратера D_0, предотвращением перегрева кратера при установке горелки аналогично рис. 14.35 и сокращением длины камеры смешения аналогично рис. 14.37.

Таблица 14.26

Характеристики газовых горелок в сварном исполнении с многоструйными соплами (для природного газа $Q_н = 8500$ *ккал/нм³*, $\gamma = 0{,}73$ *кГ/нм³*)

№ горелок	Тип сопла	Диаметр отверстий, *мм*	Расход газа (в *м³/час*) при давлении, *мм* вод. ст.				
			60	80	100	120	150
1	а	1,5	6,4	7,4	8,3	9,1	10,2
	б	1,6	8,3	9,6	10,7	11,7	13,1
2	а	2,1	12,6	14,5	16,2	17,8	19,9
	б	2,3	15,1	17,5	19,5	21,3	23,9
3	а	2,7	20,8	24,1	27,0	29,4	33,0
	б	3,1	27,5	31,9	35,6	38,9	43,5
	в	3,5	35,0	40,5	45,0	49,2	55,2
4	а	4,1	48	55	62	68	75
	б	4,7	63	73	82	90	100
5	а	5,4	85	98	108	120	133
	б	5,8	96	111	123	135	151
	в	6,1	107	123	137	150	168
6	а	6,8	132	153	171	187	210
	б	7,2	148	179	192	210	233
	в	7,6	166	192	213	233	262

Примечание. Каждое сопло имеет 6 отверстий указанных в табл. размеров.

Таблица 14.27

Конструктивные размеры газовых горелок с многоструйными соплами для природного газа (рис. 14.36)

№ горелок	Размеры, *мм*												Общий вес горелки, *кГ*	d', дюймы
	L	L_1	L_2	l	D_0	D_1	D_2	$D_у^в$	$D_у^г$	H	H_1	$a \times a$		
1	376	294	156	45	50	140	235	70	25	140	185	120×120	17,0	1/4
2	438	348	184	47	70	165	260	100	40	160	200	145×145	22,7	3/8
3	567	463	241	54	110	219	320	150	50	185	230	190×190	47,6	3/4
4	725	590	312	65	145	273	370	200	70	215	264	220×220	71,8	1
5	911	731	405	95	190	377	485	250	80	270	315	330×330	146,7	1 1/4
6	1010	795	434	100	235	426	540	275	100	296	363	380×380	205,57	2

входящей в топку части горелки участки между трубками, по которым смесь подается в топку, футеруются. Состав футеровки: шамот — 85% (объемн.), глина огнеупорная — 10%, песок кварцевый — 5%. Состав раствора: жидкое стекло — 60%, раствор каустической соды — 17° Be — 40%.

Для наблюдения за горением в центре горелки установлена трубка диаметром 3″. Эта же трубка может быть использована для ввода через нее мазутной форсунки при отсутствии газа. Давление газа и воздуха, при которых работает горелка, одинаковы и равны 100 *мм* вод. ст. Горелки выпускаются Московским газовым заводом для газа $Q_н = 8000$ *ккал/нм³*.

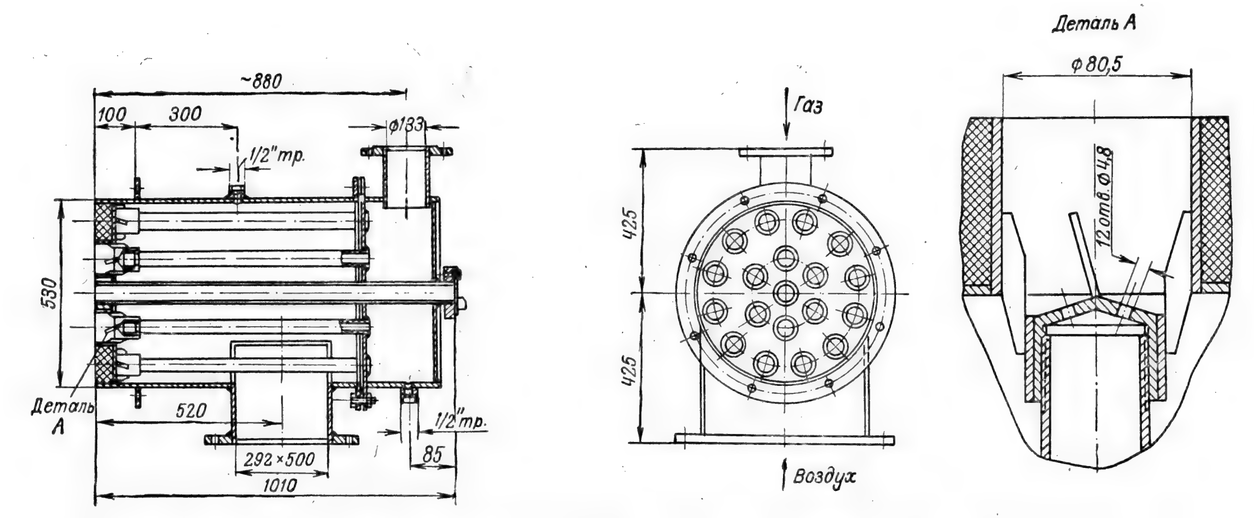


Рис. 14.37. Газовая горелка с принудительной подачей воздуха и расходом газа 540 *м³/час* при $Q_н = 8000$ *ккал/нм³*.

Основные характеристики выпускаемых горелок этого типа приведены в табл. 14.28. Конструкция горелок разработана «Мосгазпроектом».

Таблица 14.28

Основные характеристики горелок с принудительно подающимся воздухом (рис. 14.37)

№ чертежей горелок	Тепловая нагрузка горелок, *ккал/час*	Расход газа, $м^3/час$	Кол-во газовых трубок	Число отверстий в головке газовых трубок	Диаметр отверстий, *мм*	Вес, *кГ*
ГА-110	$43{,}2 \cdot 10^5$	540	18	12	4,8	270
ГА-106	$28{,}8 \cdot 10^5$	360	12	12	4,8	148
ГА-102	$19{,}2 \cdot 10^5$	240	8	12	4,8	136
1227-00	$12{,}0 \cdot 10^5$	150	18	8	3,4	91
1228-00	$8{,}0 \cdot 10^5$	100	12	8	3,4	78
1229-00	$5{,}36 \cdot 10^5$	67	8	8	3,4	61
1230-00	$3{,}36 \cdot 10^5$	42	5	8	3,4	48

Рис. 14.38. Стеклодувная горелка с различными наконечниками:

а — большая «пушка» для большого и жесткого факела пламени; *б* — малая «пушка»; *в* — «револьверная» горелка для малого и острого пламени высокой температуры.

Большое распространение в стеклодувных работах получили горелки с принудительной подачей воздуха, показанные на рис. 14.38. При подаче газа по центральной трубке, а воздуха по периферийной получается длинное нежесткое пламя. Наоборот при подаче воздуха по центральной трубке, а газа по периферийной получается жесткое острое пламя. Устанавливая в центральную трубку капилляры разной длины и площади, можно получить жесткие факелы различной структуры.

Минимальное давление газа для таких горелок составляет 50 *мм* вод. ст., а воздуха 1500—2000 *мм* вод. ст.

На рис. 14.39 приведена газовая горелка с принудительной подачей воздуха. Горелка состоит из улиткообразного корпуса, в центре которого проходит труба для подачи газа. На конце этой трубы размещен наконечник с отверстиями, разделяющими поток газа на мелкие струи. Кроме центральной подачи газа, горелка снабжена кольцом с отверстиями, через которые газ поступает мелкими струями с периферии к центру в закрученный поток воздуха. Полученная газовоздушная смесь поступает в амбразуру топки, где воспламеняется от раскаленных стенок. Головка горелки выполняется из чугуна, а все остальные детали из стали.

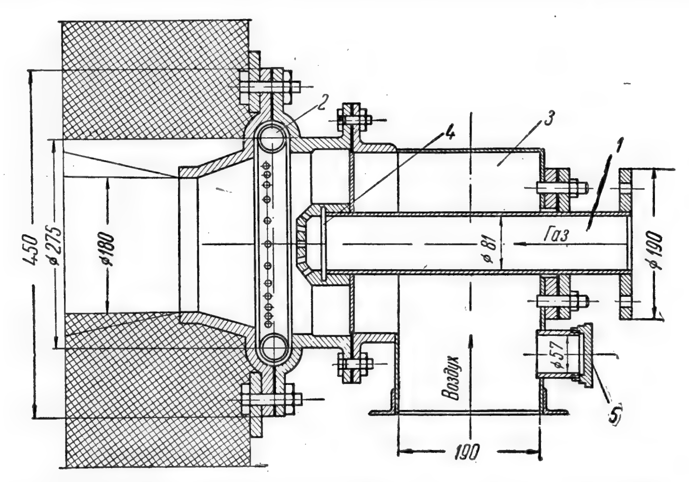


Рис. 14.39. Газовая многоструйная горелка с принудительной подачей воздуха:

1 — труба для центральной подачи газа; *2* — кольцевая трубка для периферийной подачи газа; *3* — улиткообразный корпус; *4* — колпачок с отверстиями центральной подачи газа; *5* — лючок для зажигания газовоздушной смеси.

Конструкция горелки пригодна для сжигания любого газа. При сжигании природного газа $Q_н = 8400$ *ккал/нм*^{3} расход газа горелкой с приведенными на рисунке размерами составляет ~ 200 *м*^{3}*/час*. Подвод газа к центральной и периферийной части горелки раздельный, что позволяет изменять расход газа в широких пределах. Горелка применяется для нагрева котлов средней мощности.

На рис. 14.40 показана горелка с центральной подачей газа через щели в закрученный воздушный поток. Горелка рассчитана на расход природного газа 600 *м*^{3}*/час* при скорости газа 50 *м/сек* и скорости воздуха 25 *м/сек*.

Горелка применяется в котлах средней мощности и в качестве растопочной горелки для котлов большой мощности. Недостатком горелки является чрезмерно длинный цилиндрический канал, ослабляющий закрутку воздуха и чрезмерный шаг между газовыпускными щелями. Эти недостатки, однако, легко устранимы за счет увеличения числа щелей и уменьшения их размера и сокращения длины воздушного канала.

5. Комбинированные газомазутные и пылегазовые горелки

Кроме рассмотренных горелок, в практике газоснабжения промышленных предприятий получили распространение комбинированные конструкции горелок, работающих порознь или одновременно на газе и мазуте или на газе и угольной пыли.

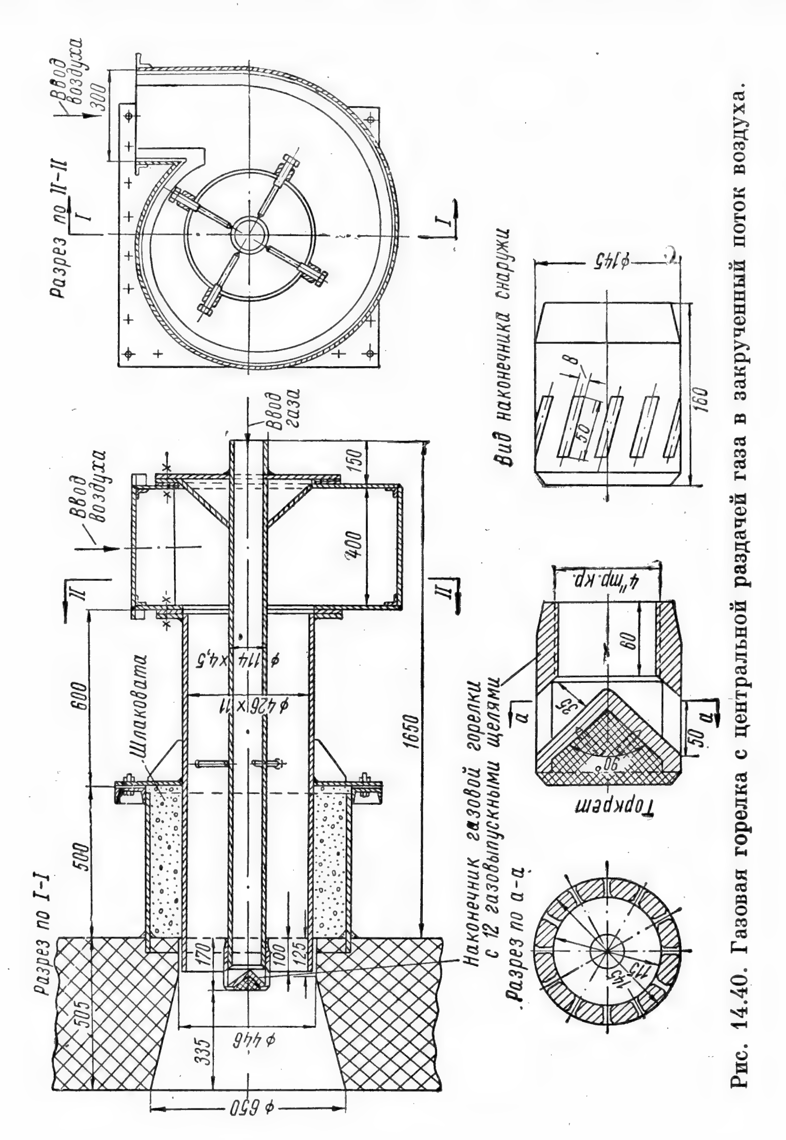


Рис. 14.40. Газовая горелка с центральной раздачей газа в закрученный поток воздуха.

Необходимость применения комбинированных конструкций горелок возникает в случаях недопустимости длительной или кратковременной остановки печей или котлоагрегатов при перебоях в подаче газа, а также когда газом не обеспечивается необходимая в топках температура или передача тепла изделиям за счет излучения факела пламени.

Газомазутные горелки. Простейшая комбинированная газомазутная горелка (форсунка) приведена на рис. 14.41. Горелка предназначена для установки в небольших печах металлообрабатывающей промышленности и состоит из стального тройника, чугунного угольника, чугунной насадки (кратера) и муфты с трубкой для подачи мазута. Крепление горелки к каркасу печи осуществляется при помощи фланца с двумя вырезами, отлитого вместе с угольником. Газ или мазут и воздух из горелки поступают в керамический туннель, выложенный в кладке печи, где происходит их смешение и поджигание. Так как смешение горючего и воздуха проис-

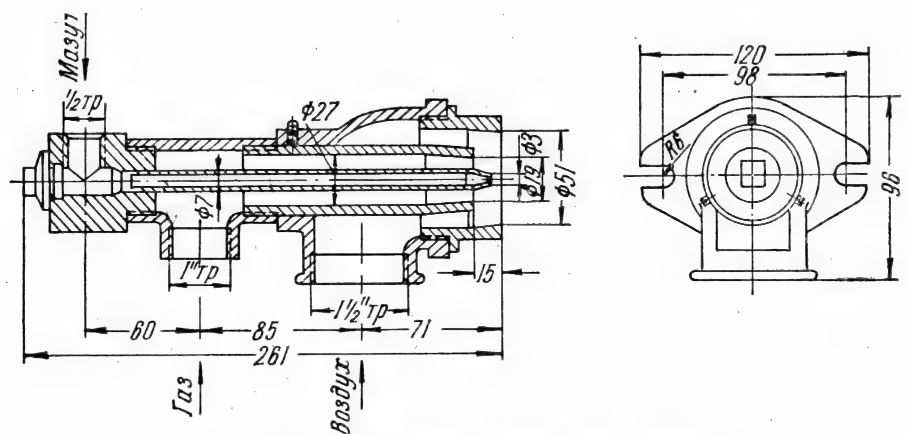


Рис. 14.41. Простейшая газомазутная горелка.

ходит вне горелки, она при газе и мазуте образует длинный факел пламени. Показатели работы горелки на газе $Q_н = 8000$ *ккал/нм*^{3} и мазуте приведены в табл. 14.29.

Таблица 14.29

Характеристика газомазутной горелки (рис. 14.41)

Наименование показателей	Величина показателей		
Расход:			
газа, *м³/час*	8	15	30
мазута, *кГ/час*	6,5	12	25
воздуха, *м³/час*	80	150	300
Давление:			
газа, *мм* вод. ст.	20	80	300
мазута, *кГ/см²*	0,2	0,5	1,0
воздуха, *мм* вод. ст.	100	300	1000

Конструкция другой газомазутной горелки с малой тепловой нагрузкой приведена на рис. 14.42. Техническая характеристика горелок этого типа приведена в табл. 14.30, а размеры в табл. 14.31.

Таблица 14.30

Характеристика газомазутных горелок (рис. 14.42)

№ горелок	Номинальный размер	Топливо: газ, максимальный расход, *м³/час*	Топливо: газ, давление, *мм* вод. ст.	Топливо: мазут, максимальный расход, *кГ/час*	Топливо: мазут, давление, *кГ/см²*	Воздух: максимальный расход, *м³/час*	Воздух: давление, *мм* вод. ст.	Вес, *кГ*
ГК-1	25	10	60—100	8	0,2	100	300—500	6,5
ГК-2	32	15	60—100	12	0,2	190	300—500	9,0
ГК-3	40	25	60—100	20	0,2	250	300—500	15,0
ГК-4	50	40	60—100	32	0,2	400	300—500	22,0
ГК-5	70	60	60—100	48	0,2	600	300—500	40,0

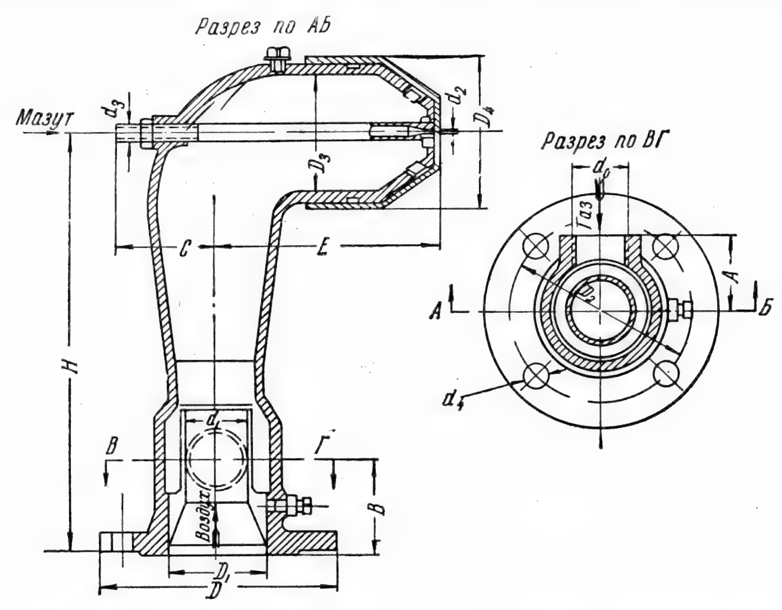


Рис. 14.42. Газомазутная горелка с малой тепловой нагрузкой.

Таблица 14.31

Конструктивные размеры (*мм*) газомазутных горелок (рис. 14.42)

№ горелок	Номинальный размер	d_0, дюймы	d_1	d_2	d_3, дюймы	d_4	D	D_1	D_2	D_3	D_4	A	B	C	E	H
ГК-1	25	1	32	3	$^1/_4$	14	140	50	110	55	88	45	58	85	120	255
ГК-2	32	$1^1/_4$	40	3	$^1/_4$	14	160	70	130	65	100	60	70	95	140	285
ГК-3	40	$1^1/_2$	60	4	$^1/_4$	18	190	80	150	85	125	60	75	81	180	365
ГК-4	50	2	65	4	$^3/_8$	18	210	100	170	105	150	80	95	83	220	460
ГК-5	70	$2^1/_2$	80	5	$^3/_8$	18	240	125	200	125	175	100	110	93	260	555

На рис. 14.43 показана кольцевая газомазутная горелка с расходом природного газа ~600 *м³/час*. Горелка имеет 200 отверстий диаметром 6 *мм*, расположенных в два ряда по кольцу в шахматном порядке под углами к оси горелки.

Принцип работы горелки — подача газа с периферии мелкими струями в закрученный поток воздуха. Это обеспечивает интенсивное смешение газа с воздухом и его сгорание в светящемся факеле небольшой длины. Скорость газа на выходе из отверстий 20—30 *м/сек*, а скорость воздуха в амбразуре 15—18 *м/сек*. Общее сопротивление горелки по газовому тракту составляет около 200 *мм* вод. ст.

При работе на газе мазутная форсунка вдвигается внутрь.

На рис. 14.44 показана газомазутная горелка с центральной выдачей газа. Принцип работы горелки — подача газа отдельными струями в закрученный с помощью воздушного регистра аксиального типа поток воздуха.

Расход природного газа горелкой 700—800 *м³/час*; скорость газа 30—40 *м/сек*; скорость воздуха 20—25 *м/сек*. Газомазутные горелки этого

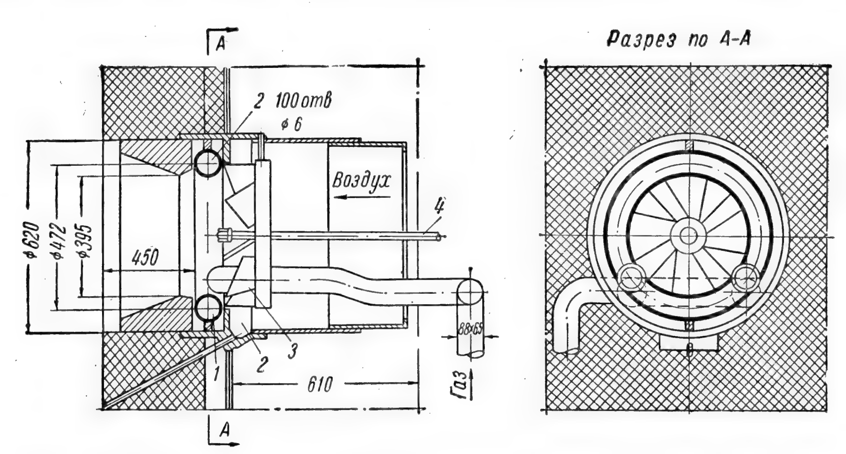


Рис. 14.43. Комбинированная газомазутная горелка с расходом природного газа 600 *м³/час*:

1 — кольцевая труба газовой горелки; *2* — воздушный короб; *3* — лопатки для закрутки воздуха; *4* — мазутная форсунка.

типа работают с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1{,}1—1{,}15$ и обеспечивают создание факела высокой светимости.

На рис. 14.45 показана комбинированная газомазутная горелка, предназначенная для одновременного сжигания природного газа и мазута в 185-тонных мартеновских печах.

Одновременное сжигание газа и мазута приводит за счет последнего к резкому повышению светимости факела и передачи тепла ванне с помощью радиации.

Горелка работает при давлении газа 2—2,5 *кГ/см²*, давлении мазута около 10 *кГ/см²* и давлении распылителя (пара) — 10 *кГ/см²*.

Расход мазута составляет от 20 до 25% от общего количества потребного тепла.

Комбинированные пылегазовые горелки. Конструкции пылегазовых горелок, как правило, возникли из пылевых горелок типа ОРГРЭС путем приспособления последних для сжигания газа. При таком приспособлении сохранились места установки горелок, их тепловая нагрузка и скорость подаваемого для горения воздуха.

На рис. 14.46 и 14.47 показаны комбинированные пылегазовые горелки для сжигания природного газа в крупных котлах электрических станций. По принципу смешения газа с воздухом эти горелки сходны между собой. Газ поступает через периферийные отверстия и направляется к центру, смешиваясь по пути с закрученным потоком воздуха. Особенностью горелок является наличие телескопического устройства с винтовым приводом, убирающего внутрь трубу, выдающую в топку аэропыль при работе котлов на газовом топливе.

Показанное телескопическое устройство исключает возможность попадания пыли в щель между передвижной и стационарной частями трубы. Конструктивным недостатком горелки, показанной на рис. 14.46, является то, что газораспределительная камера выполнена как единое целое с металлической обечайкой амбразуры горелки. Такое решение может быть причиной разрыва сварных швов газораспределительной камеры, подвергающихся термическим напряжениям из-за неравномерности нагрева отдельных элементов конструкции. Опыт работы этих горелок характери-

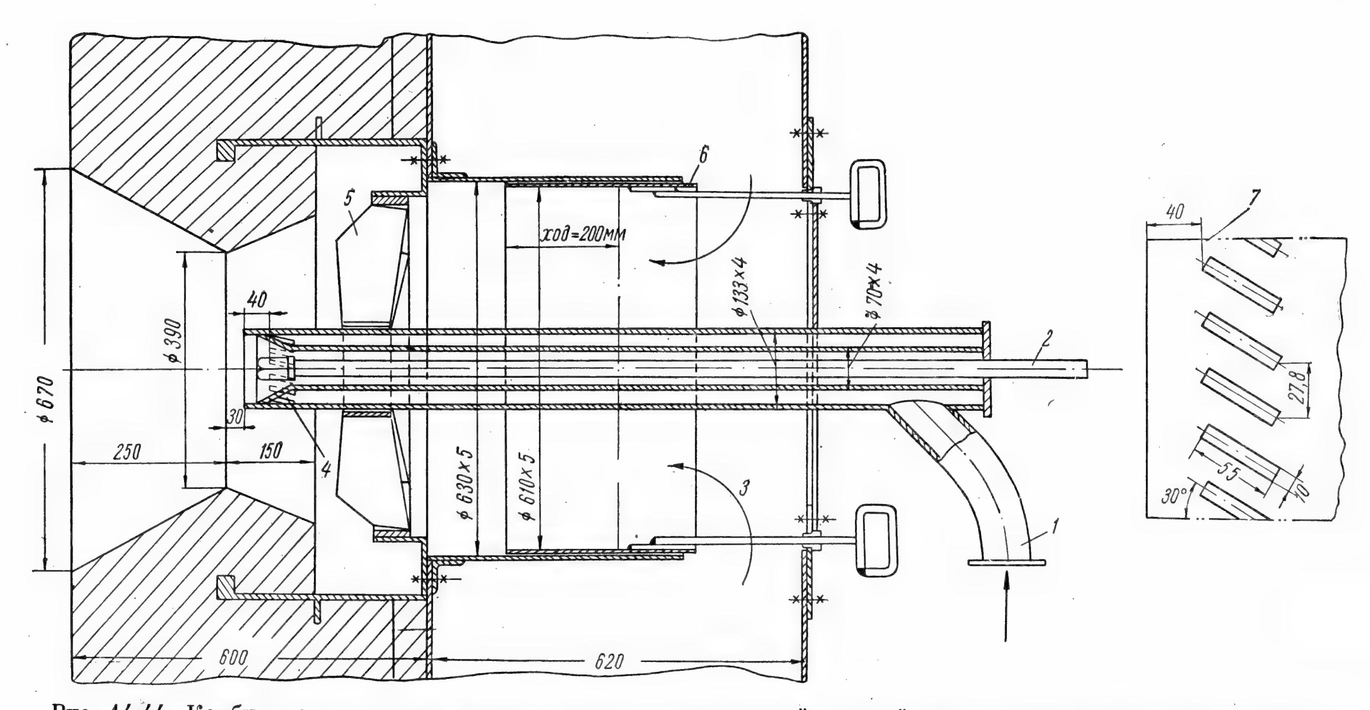


Рис. 14.44. Комбинированная газомазутная горелка с центральной выдачей газа в закрученный поток воздуха:

1 — вход газа; *2* — мазутная форсунка; *3* — вход воздуха; *4* — газовыпускной наконечник с 15 щелями размером 55 × 10 *мм* каждая; *5* — воздушный регистр с 8 лопатками, установленными под углом 45° к направлению оси горелок; *6* — цилиндрический шибер для регулирования подачи воздуха; *7* — развертка газовыпускного наконечника (шаг по окружности между щелями 27,8 *мм*).

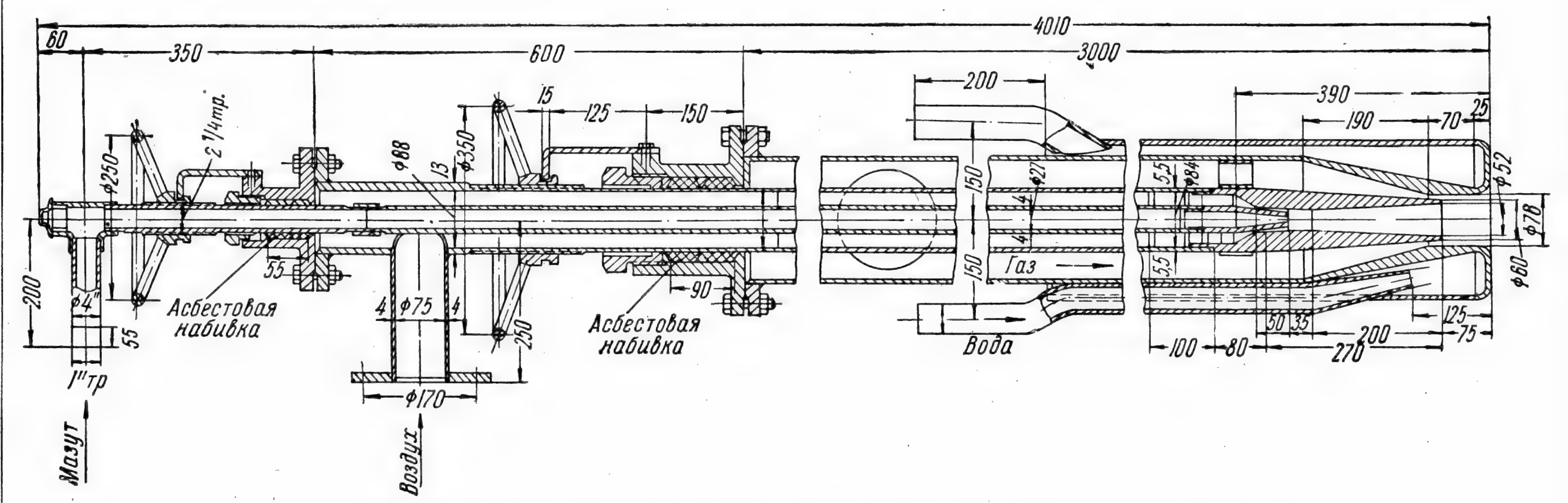


Рис. 14.45. Комбинированная газомазутная горелка для мартеновской 185-тонной печи.

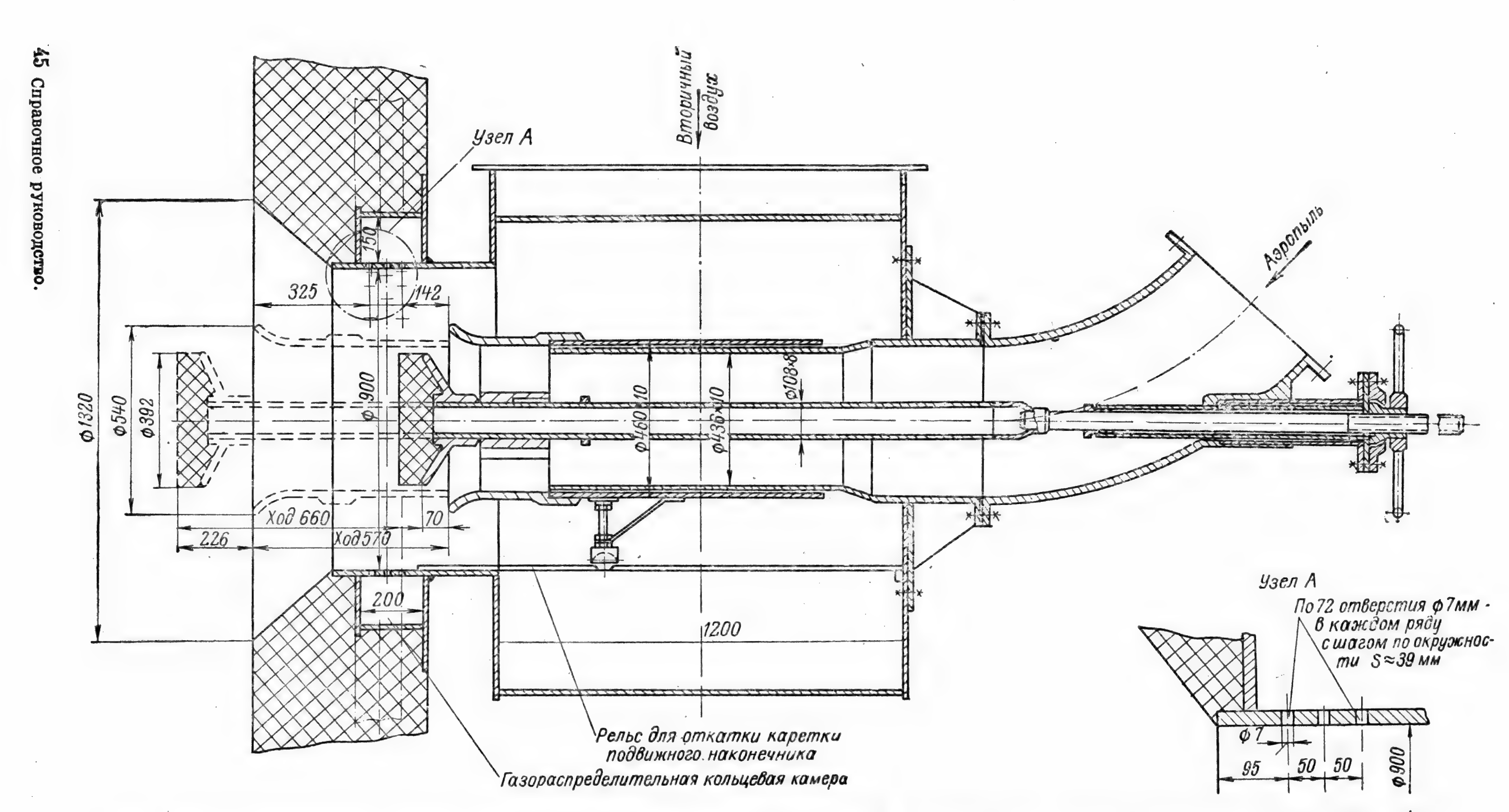


Рис. 14.46. Пылегазовая горелка упрощенной конструкции с периферийной подачей газа (расход природного газа 3000 $м^3/час$).

зует их с положительной стороны. Горелки дают короткий факел пламени и работают при наличии только следов химического недожога при $\alpha = 1{,}05 \div 1{,}15$.

Газораспределительная кольцевая камера горелки (рис. 14.46) имеет 216 отверстий диаметром 7 *мм*, расположенных в три ряда в шахматном порядке. Расход газа горелкой ~3000 *м³/час*; скорость газа 90—100 *м/сек*; скорость воздуха 35 *м/сек*.

Газораспределительная камера горелки (рис. 14.47) выполнена из трубы диаметром 150 × 4,5 *мм* с 180 отверстиями диаметром 7 *мм*. Отверстия расположены в два ряда в шахматном порядке под углом друг к другу 30°. Горелка обеспечивает расход природного газа ~2500 *м³/час*; скорость газа 80—100 *м/сек*; скорость воздуха 25 *м/сек*.

Газовые горелки двух последних конструкций могут быть рекомендованы для установки не только в топках котлов большой мощности, но и для сжигания газа в котлах средней мощности (30—50 *т* пара в час).

Вторым распространенным типом, получившимся в результате реконструкции пылевых горелок, являются горелки с центральной выдачей газа мелкими струями в закрученный поток воздуха. Эта группа горелок по способу установки может быть разделена на два типа: на горелки, где смешение газа с воздухом происходит внутри амбразуры (рис. 14.44), и горелки со смешением вне амбразуры (рис. 14.48).

Особенностью горелки, изображенной на рис. 14.48, является дополнительная улитка, через которую производится подача первичного воздуха в горелку при неработающем вентиляторе пылеприготовительной системы, а также наличие винтового приспособления, с помощью которого наконечник горелки с газовыпускными отверстиями вдвигается внутрь при работе горелки на пыли. Газовыпускной насадок горелки имеет по окружности 24 щели размером 100 × 10 *мм*. Расход газа горелкой 2500—3000 *м³/час*; скорость газа 40—50 *м/сек*; скорость воздуха 20—25 *м/сек*.

6. Расчет газовых горелок

Упрощенная методика расчета инжекционных горелок низкого давления *. Расчет инжекционной горелки (схема рис. 14.49) слагается из определения следующих конструктивных элементов горелки: сопла, горла смесителя, инжектора, диффузора и размеров огневых отверстий.

Исходными данными для расчета горелок являются:

1) расход газа — $V_г$, *м³/час*;
2) давление газа перед соплом — P, *кГ/м²*;
3) удельный вес газа — $\gamma_г$, *кГ/м³*;
4) химический состав газа.

Расход газа горелкой определяется в зависимости от максимальной тепловой нагрузки аппарата (установки), низшей теплотворной способности газа и числа принимаемых горелок.

$$V_г = \frac{Q_{\max}}{Q_н N} \ м^3/час, \qquad (14.1)$$

где $Q_{\max}$ — максимальная тепловая нагрузка аппарата, *ккал/час*;
$Q_н$ — низшая теплотворная способность газа, *ккал/м³*;
N — число однотипных газовых горелок с одинаковым расходом газа в аппарате.

* Экспериментальные исследования показывают, что расчетные данные, полученные по настоящей методике, достаточно точно согласуются с практическими данными.

45*

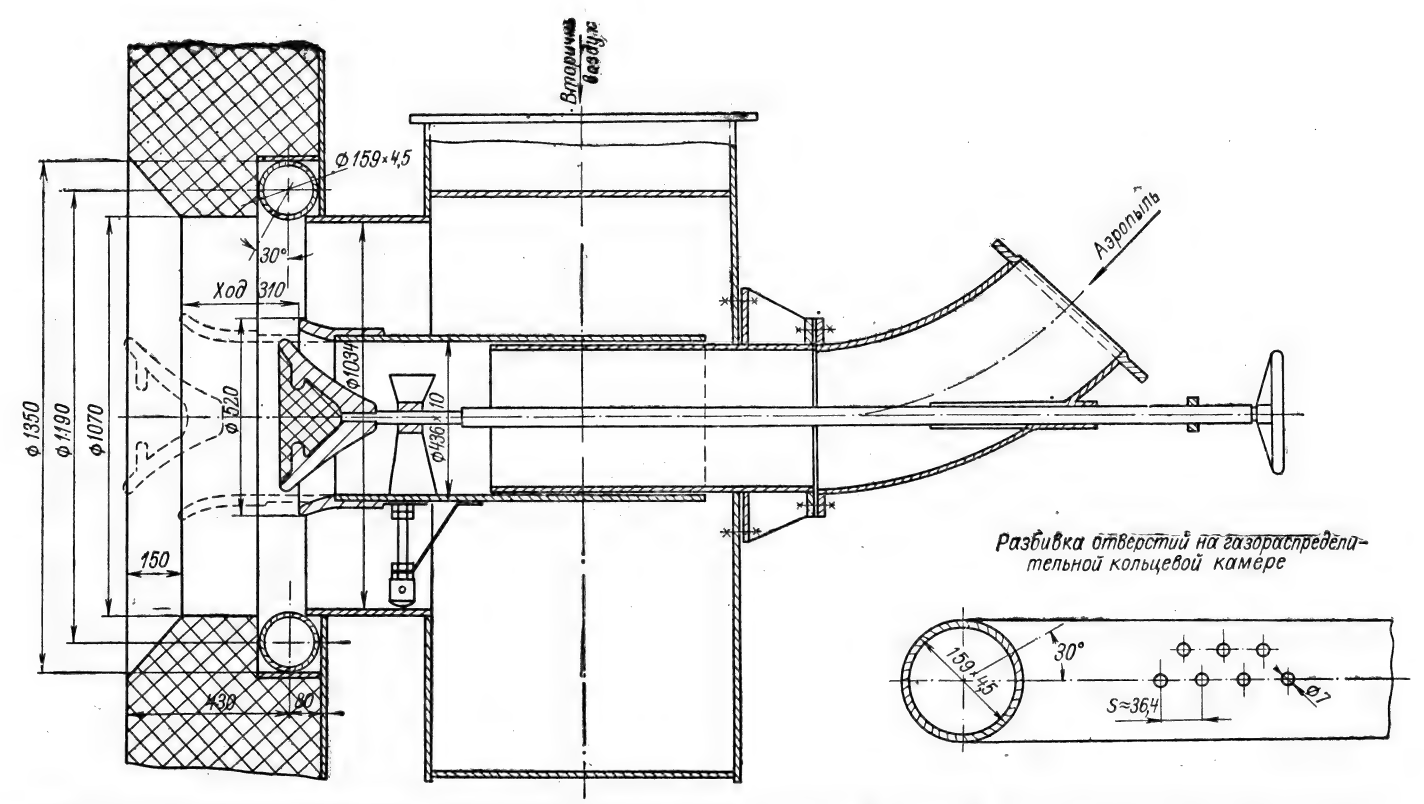


Рис. 14.47. Пылегазовая горелка упрощенной конструкции с кольцевой камерой, выполненной из труб (расход газа 2500 $м^3/час$).

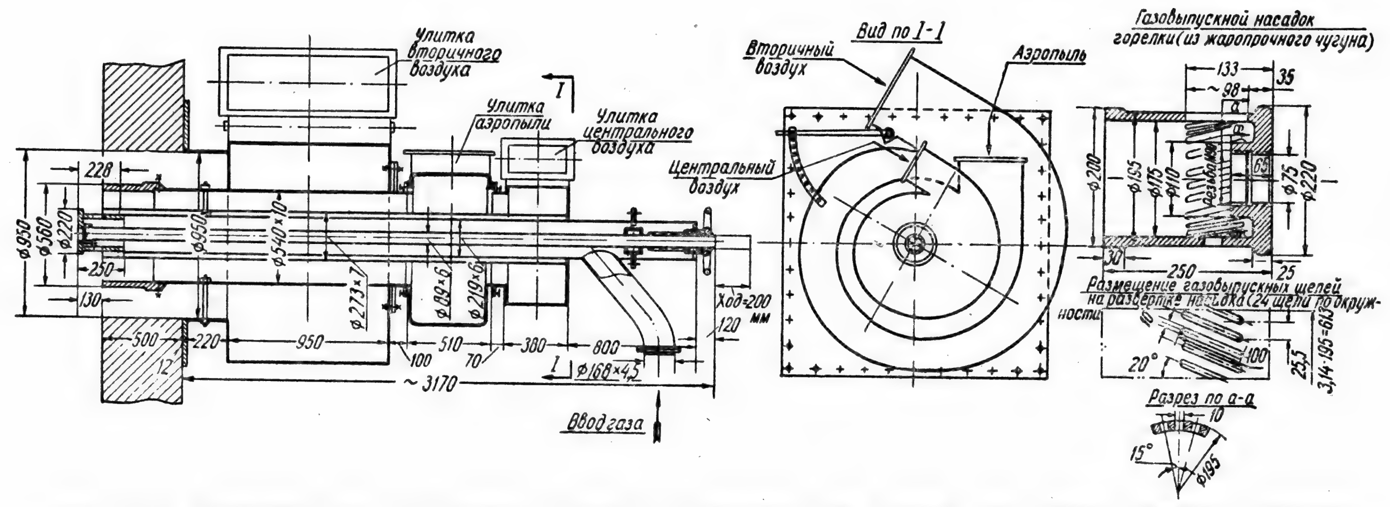


Рис. 14.48. Комбинированная пылегазовая горелка с дополнительной улиткой для подачи первичного воздуха.

Давление газа перед соплом горелки определяется по разности между давлением газа в городских газопроводах низкого давления и суммой всех потерь давлений в объектовых газопроводах и арматуре до наиболее удаленной газовой горелки.

При наличии местного ГРП давление газа перед горелкой определяется по разности между давлением газа на выходе из ГРП и суммой всех потерь до горелки. Это давление должно быть, как правило, не менее подсчитываемого по формуле 12.44.

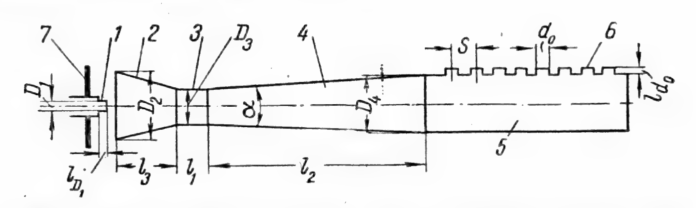


Рис. 14.49. Схема инжекционной газовой горелки низкого давления:

1 — газовое сопло; 2 — инжектор; 3 — горло; 4 — диффузор; 5 — коллектор; 6 — огневые отверстия; 7 — диск для регулирования поступления первичного воздуха.

Площадь поперечного сечения газового сопла горелки определяется по формуле:

$$f_{D_1} = \frac{V_г}{3600 \cdot W_г}, \tag{14.2}$$

а диаметр сопла

$$D_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot f_{D_1}}{3{,}14}}, \tag{14.3}$$

где f_{D_1} — площадь сопла, *м²*;

D_1 — диаметр сопла, *м*;

$W_г$ — средняя скорость истечения газа из сопла, *м/сек*.

$$W_г = \varphi \sqrt{\frac{2g\, \Delta P}{\gamma_г}}, \tag{14.4}$$

где ΔP — перепад давления, *кГ/м²*;

g — ускорение силы тяжести $=9{,}81$ *м/сек²*.

$$\Delta P = P_1 - P_2,$$

где P_1 — давление газа перед соплом, *кГ/м²*;

P_2 — давление среды, в которую вытекает газ, *кГ/м²*.

Так как P_2 для инжекционных горелок низкого давления равно атмосферному давлению, то $\Delta P = P_1$.

Коэффициент φ, учитывающий неравномерность распределения скоростей потока газа по сечению сопла и сопротивления в нем, зависит от формы сопла. Для сопла *а* (рис. 14.50) с углом 25° коэффициент $\varphi=0{,}8$, для сопла *б* с углом 8° — 0,87.

Для наиболее распространенного сопла *в* с цилиндрической частью и углом 45° коэффициент φ в зависимости от отношения длины цилиндрической части сопла l_{D_1} к диаметру D_1 приведен в табл. 14.32.

Таблица 14.32

Значения коэффициента φ в зависимости от отношения $\frac{l_{D_1}}{D_1}$

Отношение $\frac{l_{D_1}}{D_1}$	Значение φ	Отношение $\frac{l_{D_1}}{D_1}$	Значение φ
0,18	0,75	1,0	0,85
0,35	0,84	2,25	0,84
0,45	0,85	4,5	0,83
0,55	0,87		

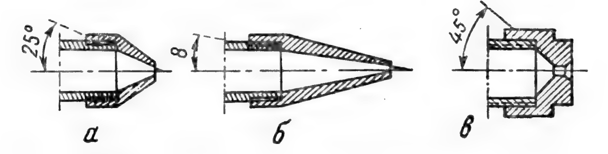


Рис. 14.50. Формы сопел инжекционных горелок:
а — сопло с углом конуса 25°; *б* — сопло с углом конуса 8°; *в* — сопло с углом конуса 45° и с цилиндрической выходной частью.

Размеры газовых сопел могут быть определены по номограммам рис. 14.51 и 14.52, составленным по приведенным выше формулам.

Диаметр горла смесителя $D_з$ определяется из уравнения, выражающего закон сохранения количества движения при смешении двух газов. Количество движения 1 *м*³ инжектирующего газа равно $W_г\gamma_г$. Количество движения инжектируемого из атмосферы воздуха принимается равным нулю. В этом случае количество движения смеси газа и воздуха равно

$$W_з(\gamma_г + n\gamma_в),$$

где $W_з$ — скорость газовоздушной смеси в горле смесителя, *м/сек*;
$\gamma_в$ — удельный вес воздуха, *кГ/м*³;
n — объемная кратность инжекции (количество воздуха, инжектируемое 1 *м*³ газа), *м*³/*м*³.

Уравнение сохранения количества движения имеет вид:

$$W_г\gamma_г = W_з(\gamma_г + n\gamma_в). \tag{14.5}$$

Выражая расход газа $V_г$ *м*³/*час* и смеси $V_г(1+n)$ *м*³/*час* через соответствующие скорости и сечения, получим:

$$\frac{V_г}{3600} = \frac{\pi D_1^2 W_г}{4} \quad \text{и} \quad \frac{V_г(1+n)}{3600} = \frac{\pi D_з^2 W_з}{4}$$

откуда

$$W_з = W_г(1+n)\cdot\left(\frac{D_1}{D_з}\right)^2,$$

или после подстановки и преобразования

$$D_з = D_1\sqrt{(1+n)\left(1+n\frac{\gamma_в}{\gamma_г}\right)}. \tag{14.6}$$

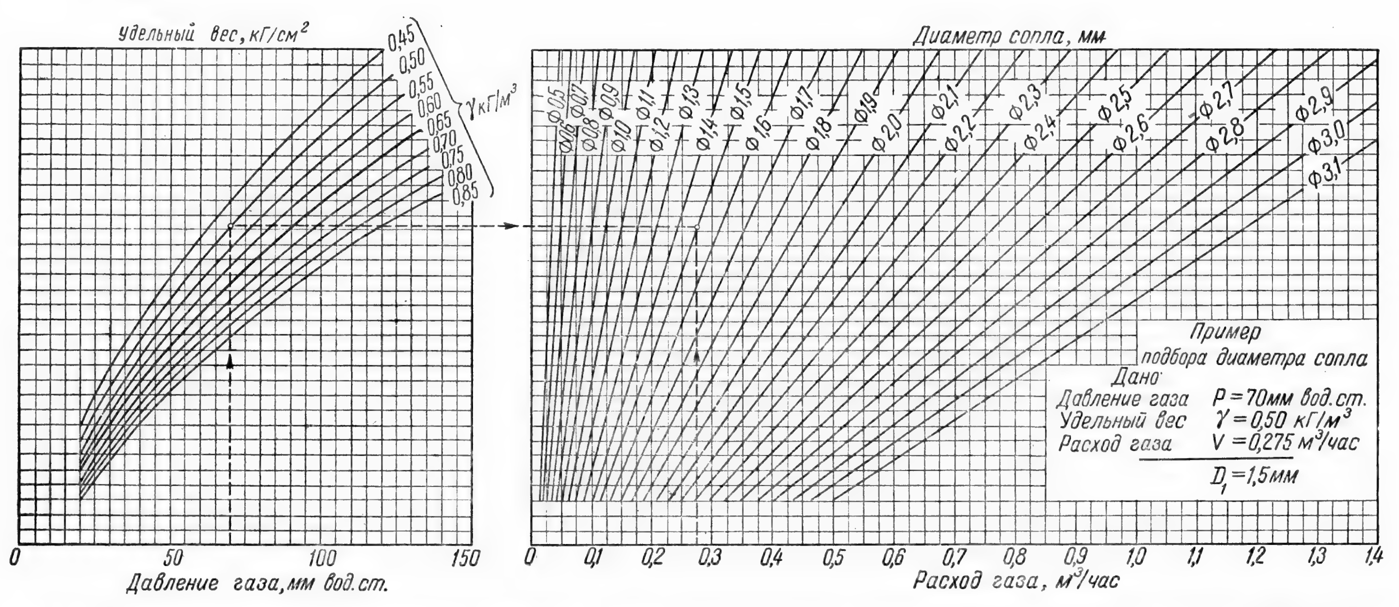


Рис. 14.51. Номограмма для определения диаметров сопел инжекционных горелок низкого давления размером 0,5—3,1 *мм*.

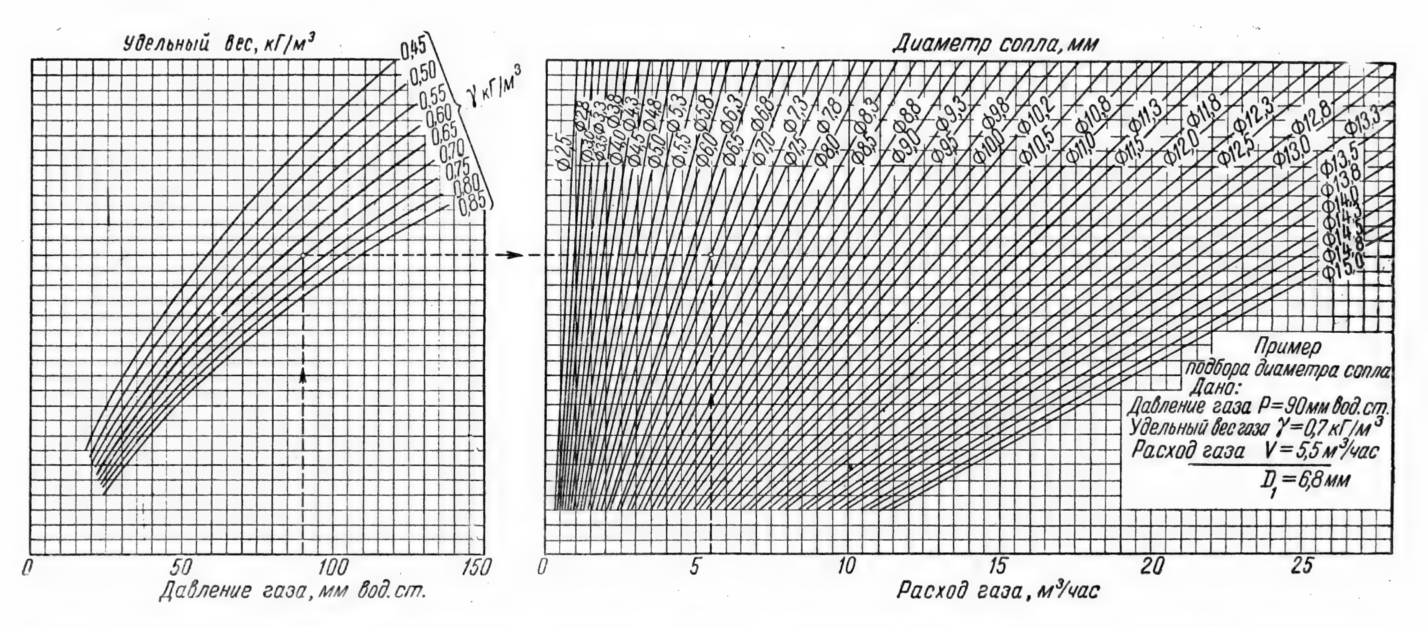


Рис. 14.52. Номограмма для определения диаметров сопел инжекционных горелок низкого давления диаметром 2,5—15 *мм*.

Кратность инжекции n определяется на основании теоретически потребного количества воздуха $L_т$ по формуле 13.3 и данных табл. 13.14 с некоторым резервом. Для природного газа величина n в зависимости от размера огневых отверстий находится в пределах:

$$n = (0{,}4 - 0{,}6)\, L_т, \qquad (14.7)$$

для сжиженных углеводородных газов

$$n = (0{,}5 - 0{,}7)\, L_т. \qquad (14.8)$$

Диаметр расширенной части инжектора (конфузора) D_2 и диаметр диффузора D_4 принимаются по экспериментальным данным в пределах следующих величин:

$$D_2 = (1{,}5 - 2{,}0)\, D_3, \qquad (14.9)$$

$$D_4 = (2{,}0 - 2{,}2) \cdot D_3. \qquad (14.10)$$

Длина горла смесителя принимается в пределах

$$l_1 = (1{,}0 - 1{,}5)\, D_3. \qquad (14.11)$$

Длина инжектора l_3 в зависимости от D_3

$$l_3 = (1{,}5 - 2{,}0)\, D_3. \qquad (14.12)$$

Переход конической поверхности инжектора к цилиндрической поверхности горла для инжекционных горелок низкого давления рекомендуется выполнять по дуге окружности радиуса $R = (3 - 5)\, D_3$.

Длина диффузора смесителя определяется из уравнения

$$l_2 = \frac{D_4 - D_3}{2 \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}, \qquad (14.13)$$

где α — угол расширения диффузора, принимаемый для обеспечения безотрывности потока газовоздушной смеси в пределах 6—8°.

Размер огневых отверстий на коллекторе определяется в зависимости от вида газа, процентного содержания первичного воздуха в смеси и предельной скорости ее истечения из огневых отверстий по графикам, приведенным на рис. 13.14—13.17, а для огневых насадков (кратеров горелок) по графикам рис. 13.18 и 13.19.

Исследования показывают, что такое раздельное определение размеров смесителя и огневых отверстий горелки вполне допустимо, так как энергии газа достаточно для выталкивания смеси со скоростями, принимаемыми по графикам рис. 13.14—13.19. Избыток энергии гасится с помощью регулятора поступления воздуха.

Шаг между огневыми отверстиями, обеспечивающий беглость огня, выбирается в зависимости от их диаметра, коэффициента избытка первичного воздуха в смеси и допустимых габаритов коллектора по табл. 13.15.

Пример. Определить конструктивные элементы инжекционной горелки низкого давления продольной формы (рис. 14.49), предназначенной для сжигания природного газа в количестве 5 *нм³/час*. Состав газа: CH_4 — 92%; C_2H_6 — 1,0; N_2 + редкие = 7,0%; удельный вес газа $\gamma = 0{,}76$ *кГ/нм³*; давление газа перед соплом $P_1 = 100$ *кГ/м²*. Длина топки, в которой может размещаться коллектор с огневыми отверстиями, = 1300 *мм*.

Решение. 1. Теоретическое количество воздуха для сгорания 1 *нм³/час* по формуле 13.3.

$$L_{\text{т}} = \frac{1}{21}(0{,}5\,H_2 + 0{,}5\,CO + 2CH_4 + 3C_2H_4 +$$

$$+ 3{,}5\,C_2H_6 + \text{и т. д.} - O_2) = \frac{1}{21}(2{,}92 + 3{,}5 \cdot 1) = 9 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

2. Количество первичного воздуха в смеси для предотвращения возникновения желтых краев пламен принимаем с резервом в размере 60% от теоретически потребного. При этом кратность инжекции

$$n = L_{\text{т}} \cdot 0{,}6 = 9 \cdot 0{,}6 = 5{,}4 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

3. Скорость истечения газа из сопла по формуле 14.4

$$W_{\text{г}} = \varphi \sqrt{\frac{2gP_1}{\gamma_{\text{г}}}} = 0{,}85 \sqrt{\frac{2 \cdot 9{,}81 \cdot 100}{0{,}76}} = 43{,}5 \text{ м/сек.}$$

4. Площадь сечения сопла по формуле 14.2

$$f_{D_1} = \frac{V_{\text{г}}}{3600 \cdot W_{\text{г}}} = \frac{5}{3600 \cdot 43{,}5} = 0{,}000031 \text{ м}^2 \quad \text{а диаметр } D_1 = 6{,}4 \text{ мм.}$$

5. Длина цилиндрической части сопла (табл. 14.32)

$$l_{D_1} = D_1 \cdot 1{,}0 = 6{,}4 \cdot 1{,}0 = 6{,}4 \text{ мм.}$$

6. Диаметр горла смесителя по формуле 14.6

$$D_3 = D_1 \sqrt{(1+n)\left(1 + n\frac{\gamma_{\text{в}}}{\gamma_{\text{г}}}\right)} = 6{,}4 \sqrt{(1+5{,}4)\left(1 + 5{,}4\frac{1{,}29}{0{,}76}\right)} = 53 \text{ мм.}$$

7. Диаметр расширенной части инжектора D_2

$$D_2 = (1{,}5 - 2)\,D_3 = 1{,}5 \cdot 53 = 80 \text{ мм.}$$

8. Диаметр диффузора

$$D_4 = (2{,}0 - 2{,}2)\,D_3 = 2 \cdot 53 = 106 \text{ мм.}$$

9. Длина горла смесителя

$$l_1 = (1{,}0 - 1{,}5)\,D_3 = 1{,}0 \cdot 53 = 53 \text{ мм.}$$

10. Длина инжектора

$$l_3 = (1{,}5 - 2{,}0)\,D_3 = 2 \cdot 53 = 106 \text{ мм.}$$

11. Длина диффузора

$$l_2 = \frac{D_4 - D_3}{2\,\text{tg}\,\frac{\alpha}{2}} = \frac{106 - 53}{2\,\text{tg}\,\frac{6}{2}} = 530 \text{ мм.}$$

12. Диаметр огневых отверстий d_0 принимаем равным 6 *мм*, что по кривой рис. 13.14 при $\alpha = 0{,}6$ соответствует предельной скорости газовоздушной смеси $W_{\text{см}} = 2{,}4$ *м/сек* (при большей скорости будет происходить отрыв пламен). Суммарная площадь огневых отверстий

$$\sum f_{d_0} = \frac{V_{\text{см}}}{W_{\text{см}}} = \frac{V_{\text{г}}(1+n)}{3600 \cdot W_{\text{см}}} = \frac{5(1+5{,}4)}{3600 \cdot 2{,}4} = 0{,}0037 \text{ м}^2.$$

13. Число отверстий N при площади каждого 0,000028 *м²* (площадь отверстия диаметром 6 *мм*) составит

$$N = \frac{\sum f_{d_0}}{f_{d_0}} = \frac{0{,}0037}{0{,}000028} = 131 \approx 132 \text{ шт.}$$

Огневые отверстия размещаем в два ряда в шахматном порядке с расстояниями между осями S, равными 18 *мм*, и между рядами — 40 *мм*.

14. Длина коллектора газовоздушной смеси с концевыми участками, равными $2S$, составит

$$l_к = \frac{(132-1)S}{2} + 2S \cdot 2 = \frac{(132-1)\,18}{2} + 2 \cdot 18 \cdot 2 \approx 1250 \text{ мм},$$

что вполне допустимо, так как внутренний габарит топки составляет 1300 *мм*.

Упрощенный метод расчета инжекционных горелок среднего давления. Работа инжекторов среднего давления (рис. 14.22) принципиально не отличается от работы инжекторов низкого давления; и в тех и других расчетное давление газа при выходе из сопла принимается равным атмосферному, т. е. давлению инжектируемого воздуха. Между тем, согласно закону истечения газов, давление при выходе из отверстия сохраняет постоянное значение, равное давлению окружающей среды лишь до тех пор, пока отношение начального давления газа P_1 перед соплом к конечному P_2 при выходе из сопла не превышает критического значения β, т. е. при условии $\frac{P_1}{P_2} < \beta$.

Для природных газов значение β с достаточной для практики точностью можно принять $\beta = 1{,}85$.

Принимая согласно изложенному $P_2 = 1$ *ата*, находим критическое значение P_1

$$P_1 = P_2 \cdot 1{,}85 = 1{,}85 \text{ ата}.$$

Если начальное давление превысит критическую величину 1,85 *ата*, то давление на выходе из сопла, равное $P_2 = \frac{P_1}{1{,}85}$, превысит атмосферное, и нормальный режим инжекции окружающей атмосферы нарушится.

Приведенные выше для инжекторов низкого давления уравнения 14.5 и 14.6, определяющие соотношение диаметров газового сопла D_1 и горла смесителя D_3, действительны и для инжекторов среднего давления. При этом коэффициент инжекции n равен произведению удельного теоретического расхода воздуха $L_т$ на коэффициент избытка воздуха $\alpha > 1{,}0$.

$$n = \alpha L_т \frac{м^3 \text{ воздуха}}{м^3 \text{ газа}}.$$

Уравнение 14.4 скорости истечения газа из сопла инжектора низкого давления может быть применимо для инжекторов среднего давления с достаточной для практики точностью лишь при начальном давлении $P_1 \leqslant 1000$ *мм* вод. ст. При более высоких давлениях следует пользоваться более точными уравнениями адиабатического истечения 2.155—2.158, например

$$W_г = \varphi \sqrt{2g \cdot \frac{K}{K-1} \cdot \frac{P_1}{\gamma}\left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]}, \tag{14.14}$$

где K — показатель адиабаты, равный для природного газа 1,3; для других газов — по табл. 2.31;

P_1 — абсолютное давление газа перед соплом, *кГ/м²*;

P_2 — абсолютное давление газа на выходе из сопла = 10330 *кГ/м²*;

γ — удельный вес газа перед соплом при давлении P_1, *кГ/м³*.

Остальные обозначения см. в формуле 14.4.

По скорости $W_г$, определенной по уравнению 14.14, и расходу газа $V_г$ определяется сечение сопла по уравнению 14.2 и его диаметр по уравнению 14.3, затем по уравнениям 14.5 и 14.6 определяются скорость в горле смесителя $W_з$ и диаметр его $D_з$. Формула 14.6 пригодна при давлении в топке (в месте втекания в нее газовоздушной смеси), равном атмосферному или несколько ниже атмосферного за счет тяги, создаваемой дымовой трубой. При противодавлении в топке формула видоизменяется введением в нее к. п. д. диффузора

$$D_3 = D_1 \sqrt{(1+n)\left(1+n\frac{\gamma_в}{\gamma_г}\right)(2-\eta)}, \qquad (14.15)$$

где η — к. п. д. диффузора (в пределах 0,82 — 0,84).

Скорость $W_з$ в горле смесительной трубы должна быть для преодоления сопротивления движению в трубе больше скорости вылета из кратера газовоздушной смеси. Следовательно, диаметр кратера должен быть больше диаметра $D_з$ — горла смесительной трубы. Для лучшей организации процесса горения и постоянного превышения при возможных режимах работы горелки скорости вылета смеси над скоростью распространения пламени необходимо поток газовоздушной смеси сделать сужающимся перед выходом в камеру горения. Для этого диффузору и сужающейся насадке — кратеру придают форму двух сложенных основаниями усеченных конусов.

Соотношения между основными размерами смесителей среднего давления, получивших наибольшее распространение, следующие:

длина горла смесителя (включая длину инжектора) в зависимости от диаметра горла

$$l_1 = (4 - 5)\,D_3; \qquad (14.16)$$

диаметр устья диффузора

$$D_4 = (1{,}5 - 1{,}7)\,D_3, \qquad (14.17)$$

диаметр кратера d_0

$$d_0 = (1{,}05 - 1{,}1)\,D_3. \qquad (14.18)$$

Скорости вытекания газовоздушной смеси ($\alpha \geqslant 1$) при этом должны составлять для природных газов 10—20 *м/сек*, а для коксовых и других газов с высокой скоростью распространения пламени —15—30 *м/сек*. Эти скорости допустимы при вытекании смеси в керамический туннель или при направлении струи на раскаленные керамические тела.

При вытекании смеси в топку, не оборудованную туннелями, а также при подаче самопроизвольно негорючей смеси, высокие скорости недопустимы, так как они будут приводить к отрыву пламени от устья горелки и угасанию факела (при холодных топках). Для этих случаев предельные скорости вылета газовоздушных смесей могут быть определены по данным рис. 13.18 и 13.19, а при больших размерах — по интерполяции. Все остальные размеры смесителей определяются по тем же зависимостям, которые приведены для инжекционных горелок низкого давления.

Наиболее трудоемкой работой при расчете инжекционных горелок среднего давления является определение размера сопел. Для облегчения этой работы приведена номограмма (рис. 14.53), составленная по формуле 14.14 для газов с показателем адиабаты $K = 1{,}3$.

Непосредственным продолжением кратеров инжекционных горелок среднего давления почти всегда являются туннели, выполняемые из

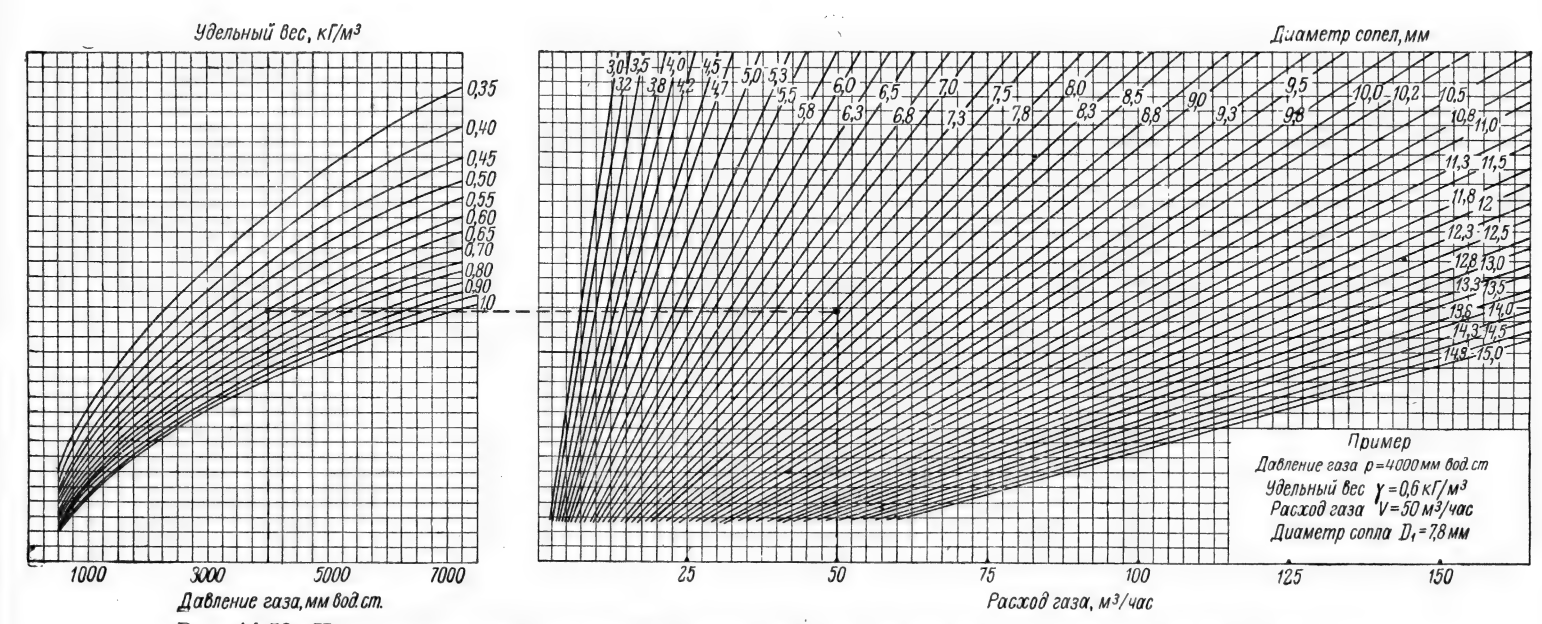


Рис. 14.53. Номограмма для определения диаметров сопел инжекционных горелок среднего давления.

огнеупорного материала. Наиболее часто туннели делаются набивными, изготовляемыми по шаблону из материалов следующего состава по объему (в %): порошок хромистого железняка — 45; порошок из обожженного магнезита — 45; огнеупорная глина — 10.

Приведенный состав огнеупорной набивки разбавляется водой до густоты тестообразного состояния. Перед применением к общему объему огнеупорной массы добавляется 2% жидкого стекла и производится ее тщательное перемешивание. Толщина слоя набивной массы должна быть не менее 25 *мм*.

Туннели, выполненные из указанного материала, обеспечивают достаточно высокую стойкость. По экспериментальным данным такие туннели после двухгодичной работы при температуре около 1400° С не оплавлялись и не растрескивались. Туннели, выполненные без хромистого железняка, дают многочисленные трещины, а из хромистого железняка, но без магнезита, подвергаются размягчению. Набивку туннелей при температурах до 1450° С можно выполнять и из высокоглиноземистого шамота высшего класса с содержанием $Al_2O_3 \geqslant 50\%$ или из термостойкого хромомагнезита, соответствующего требованиям ЧМТУ № 5129—55.

Применять туннели из рядовой шамотной набивки или кирпича недопустимо, так как они как правило сплавляются очень быстро. При выборе материалов для туннелей необходимо учитывать, что наличие в них FeO или других примесей, снижающих температуру размягчения и увеличивающих теплопроводность материала, ухудшает качество туннеля, приводит к его оплавлению и снижению интенсивности процесса сгорания газовоздушной смеси.

Для удобства формовки туннели изготовляют с расширением в 3—4° в сторону выхода продуктов сгорания.

При массовой потребности в туннелях их рекомендуется выполнять из заблаговременно изготовленных горелочных камней. При сборке туннелей горелочные камни должны укладываться с тщательной подгонкой поверхностей при толщине швов 0,5—1,0 *мм*. Уступы и неровности на внутренней поверхности туннелей недопустимы.

Геометрические размеры туннелей по литературным данным рекомендуется определять в зависимости от величины кратера горелки d_0 (рис. 14.22), по следующим формулам:

$$D_т = (2{,}5 - 2{,}6)\, d_0; \qquad (14.19)$$

$$l_т = 6d_0 + 30 \text{ мм}, \qquad (14.20)$$

где $D_т$ — диаметр туннеля;
d_0 — диаметр кратера горелки;
$l_т$ — длина туннеля.

Опыт показывает, что надежная стабилизация фронта горения однородной смеси с $\alpha \geqslant 1{,}0$ достигается при длине туннеля, равной $2{,}5\, d_0$, поэтому туннели можно делать длиной, как правило не превышающей толщину кирпичной кладки. При необходимости полного сгорания однородной газовоздушной смеси с $\alpha \geqslant 1{,}0$ непосредственно в туннеле, его длина должна составлять $(13—14)\, d_0$.

Влияние противодавления в топке на величину инжекции первичного воздуха показано на рис. 14.54. Исследования производились на инжекционной горелке среднего давления, установленной в печи, в которой искусственно создавались положительные и отрицательные давления относительно атмосферного. Горелка была рассчитана по рассмотренной

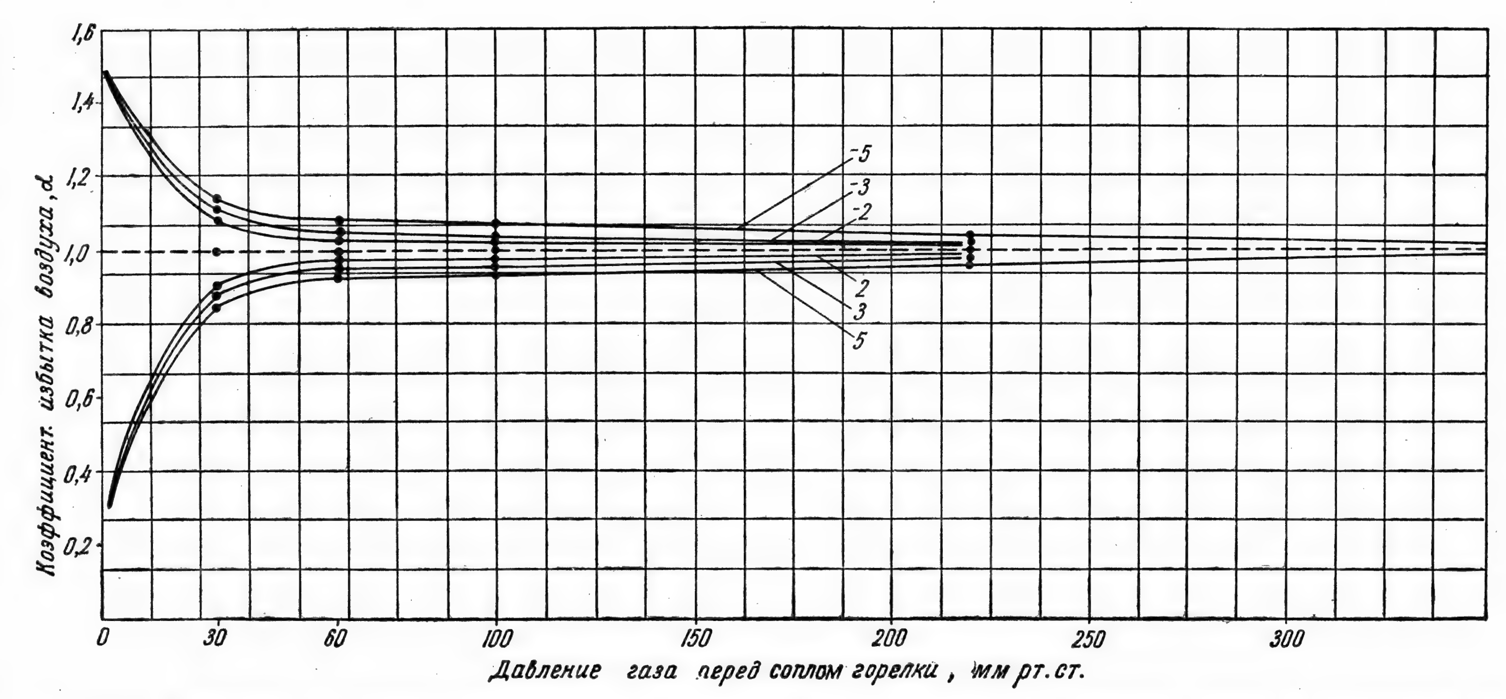


Рис. 14.54. Зависимость коэффициента избытка воздуха α и давления газовоздушной смеси в кратере горелки от давления газа перед соплом и противодавления и разрежения в топке.

выше методике при $\alpha \geqslant 1{,}0$. Приведенные кривые показывают резкое снижение величины α при противодавлении в топке и повышение α при создании в топке разрежения. Особенно сильно влияние давления в топке на величину α сказывается при давлении газа перед соплом менее 60 *мм* рт. ст.

В некоторых случаях приходится использовать газовые горелки для сжигания в них газа отличных характеристик от тех, на которые они были рассчитаны или даже изготовлены.

Для инжекционных горелок среднего давления, работающих с искусственными стабилизаторами фронта воспламенения, приспособление горелок для работы на другом виде газа может быть осуществлено только заменой сопел.

Размер нового сопла может быть определен по следующей формуле:

$$D_1 = D\sqrt{\frac{Q_н}{Q_н'}\sqrt{\frac{\gamma'}{\gamma}}}\,^{*}, \qquad (14.21)$$

где D — существующий диаметр сопла, соответствующий теплотворности $Q_н$ и удельному весу γ;

D_1 — новый диаметр сопла, соответствующий новому газу с $Q_н'$ и γ'.

Приведенная формула пригодна при сохранении постоянства тепловой нагрузки горелки и давления газа перед соплом и при условии, что отклонение нормальной скорости распространения пламени нового газа находится в пределах $\pm 50\%$ от газа, для которого рассчитывалась горелка. Этот же пересчет сопла может быть произведен по номограмме рис. 14.53.

Газовые горелки с принудительно подающимся воздухом. Выполнение точных расчетов газовых горелок, приведенных на рис. 14.32—14.38, невозможно, так как газ и воздух в них инжектирующе воздействуют друг на друга. Кроме того, в таких горелках значительная часть давления затрачивается в местных сопротивлениях (завихрения, повороты, удары), значения которых в большинстве случаев не определены и зависят от конструкции горелок.

Применение величин коэффициентов местных сопротивлений, приведенных в главе 12, дает резко заниженные результаты потерь давления, так как они относятся к трубопроводам с прямыми участками значительной длины (до и после местных сопротивлений).

По этим причинам размеры основных элементов таких горелок определяют, исходя из допустимой скорости вылета газовоздушной смеси, расхода газа и воздуха и практических данных, полученных при испытании аналогичных горелок.

Приближенное определение размеров кратеров горелок, газовых сопел и проходов для воздуха производится по формулам 14.2—14.4. При этом коэффициент расхода φ для вытекания газа из сверленых отверстий (рис. 14.32) может приниматься равным 0,6, а для всех остальных случаев 0,75—0,85.

Давления газа и воздуха перед горелкой за счет местных сопротивлений обычно в 1,5—2 раза превышают давления, определяемые формулой 14.4.

---

* Этой же формулой или номограммами рис. 14.51 и 14.52 можно руководствоваться и при расчете сопел инжекционных горелок низкого давления, если нормальная скорость распространения пламени нового газа отличается от газа, для которого изготовлены горелки, в пределах $\pm$ 20%. При большем отличии необходима проверка величины огневых отверстий.

Не меньшую трудность представляет и расчет горелок (рис. 14.46—14.48 и им аналогичных) с периферийной или центральной выдачей газа мелкими струями в закрученный поток воздуха. По практическим данным удовлетворительные результаты работы горелок получаются в том случае, если весовое соотношение скоростей газа и воздуха укладывается в пределы 1,0—1,5.

$$\frac{W_г \gamma_г}{W_в \gamma_в} = 1{,}0 - 1{,}5, \qquad (14.22)$$

где $W_г$ — скорость газа, *м/сек*;
$W_в$ — скорость воздуха, *м/сек*;
$\gamma_г$ — удельный вес газа, *кГ/м*^{3};
$\gamma_в$ — удельный вес воздуха, *кГ/м*^{3}.

Этой зависимостью и приведенными выше характеристиками аналогичных горелок, а также соображениями, изложенными в 4 разделе главы 16, можно руководствоваться при расчете до более глубокого изучения вопроса.

Рядом специалистов для создания приближенной однородности газовоздушного потока рекомендуется расчет горелок производить исходя из дальнобойности струй и предлагается для этого ряд формул. Наиболее обоснованной из них является формула, предложенная Ю. В. Ивановым

$$\frac{h}{d} = K \frac{W_г}{W_в} \sqrt{\frac{\gamma_г}{\gamma_в}}, \qquad (14.23)$$

где h — абсолютная глубина проникновения газовой струи в поперечный поток воздуха, *мм*;
d — диаметр газовой струи в устье, *мм*;
$\frac{W_г}{W_в}$ — соотношение скоростей газа и воздуха;
$\frac{\gamma_г}{\gamma_в}$ — соотношение удельных весов газа и воздуха;
K — коэффициент, зависящий от величины относительного шага отверстий $\frac{S}{d}$ $\left(\text{при } \frac{S}{d} = 5\ K = 1{,}6;\ \text{при } \frac{S}{d} = 15\ K = 1{,}9\right)$.

Глава пятнадцатая

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Применение газа в предприятиях общественного питания

Основными приборами, служащими для приготовления пищи на предприятиях общественного питания, являются: ресторанные плиты различных конструкций, пищеварочные котлы с прямым и косвенным обогревом, духовые шкафы, кипятильники и приборы для приготовления горячей воды.

Бытовые газовые плиты применяются только в буфетах и небольших закусочных, преимущественно для подогрева пищи.

Газовые плиты предприятий общественного питания отличаются от квартирных размерами и конструкцией. Большая часть рабочей площади стола такой плиты представляет собой закрытую металлическую жарочную поверхность, обогреваемую газовыми горелками, с отводом продуктов сгорания во внешнюю атмосферу; меньшая часть рабочей площади стола выполняется по образцу квартирных газовых плит с открытыми конфорочными горелками. Такая конструкция плит обусловливается не только санитарно-гигиеническими соображениями о недопустимости выпуска в атмосферу помещения больших количеств продуктов сгорания газа, но и производственными потребностями предприятий общественного питания; при большом ассортименте приготовляемых блюд нужно иметь большую закрытую жарочную поверхность плиты с различной степенью нагрева, на которой одновременно можно приготовлять большое количество разных блюд.

Открытым конфорочным горелкам с небольшим расходом газа отводится вспомогательная роль нагрева кастрюль с отдельными видами жидкой пищи до температуры кипения или быстрого приготовления небольших количеств пищи по особому заказу. В остальных случаях все процессы приготовления жидкой пищи обычно переносятся на закрытую жарочную поверхность плиты.

На рис. 15.1 показана плита модели ПГР-1М Московского завода «Газоаппарат», предназначенная для приготовления пищи, выпечки мучных изделий, жарения и подогрева пищи в предприятиях общественного питания.

Плита имеет две верхние открытые горелки, прикрываемые ребристыми конфорочными вкладышами; настил сплошной жарочной поверхности, состоящий из шести чугунных вкладышей со съемными глухими конфорками; два сквозных духовых шкафа с закрывающимися с помощью пружин дверками.

Обогрев сплошной жарочной поверхности осуществляется с помощью 18 инжекционных горелок со щелевой формой огневого насадка.

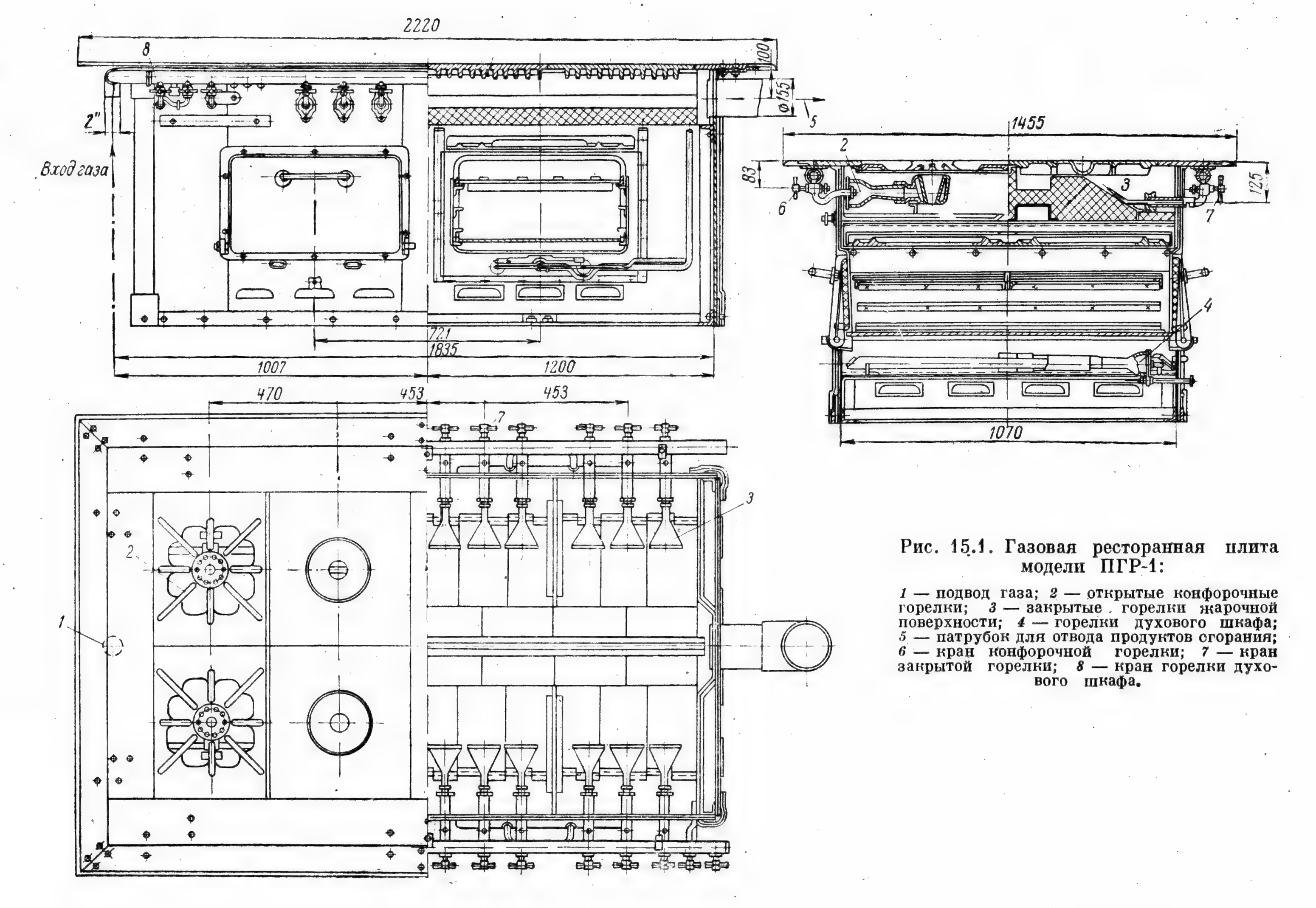


Рис. 15.1. Газовая ресторанная плита модели ПГР-1:

1 — подвод газа; *2* — открытые конфорочные горелки; *3* — закрытые горелки жарочной поверхности; *4* — горелки духового шкафа; *5* — патрубок для отвода продуктов сгорания; *6* — кран конфорочной горелки; *7* — кран закрытой горелки; *8* — кран горелки духового шкафа.

Для лучшей теплоотдачи и стабилизации фронта горения под настилом сплошной жарочной поверхности сделаны выкладки из огнеупорного кирпича. Обогрев духовых шкафов производится инжекционными горелками с коллекторами трубчатой формы, расположенными в нижней части каждого духового шкафа.

Плита оборудована вытяжными каналами для отвода продуктов сгорания от горелок духовых шкафов и всех горелок закрытой жарочной поверхности.

Для зажигания открытых горелок и горелок духового шкафа плита снабжена запальниками.

Зажигание горелок закрытой жарочной поверхности с малой тепловой нагрузкой производится через снятую глухую конфорку. Обычно зажигаются только средняя горелка каждой секции и от нее при открытии кранов поджигаются обе крайние горелки.

Управление горелками производится при помощи пробочных краников, укрепленных на рампе, расположенной под верхней рамой плиты.

Регулирование поступления первичного воздуха в верхние открытые горелки и горелки духовых шкафов производится с помощью секторных заслонок (регуляторов воздуха), расположенных в торцевой части каждой горелки. Рукоятки для регулирования положения заслонок выведены на передние стенки плиты.

Регулирование поступления первичного воздуха в горелки закрытой жарочной поверхности осуществляется кольцевыми регуляторами воздуха, располагаемыми на смесителях горелок, выведенных на передние стенки плиты.

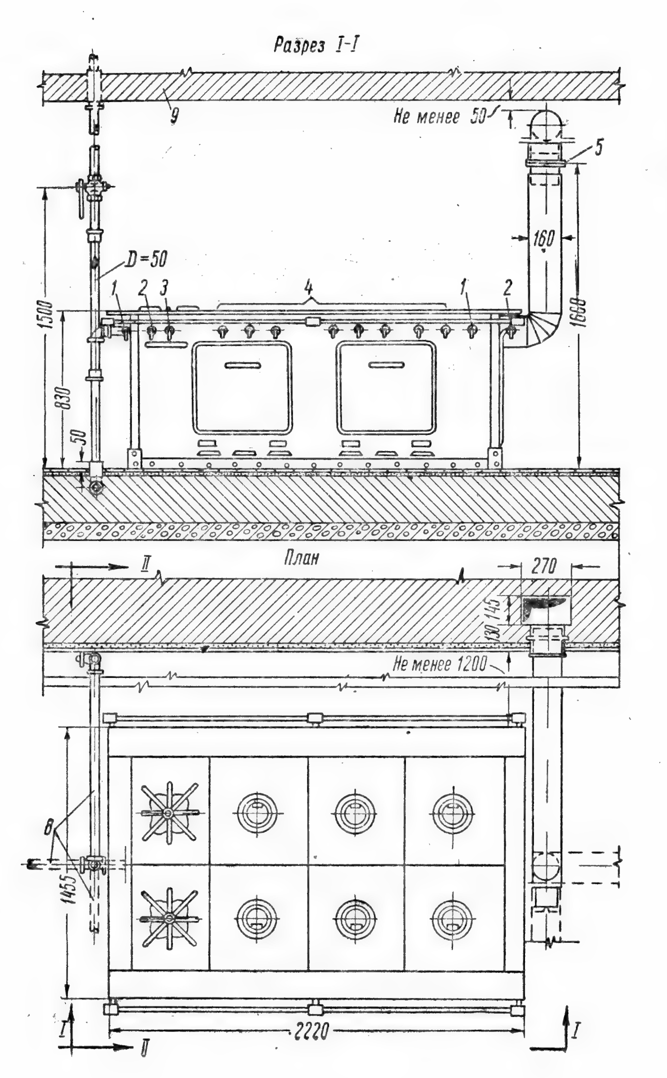
Характеристика плиты и ее основные размеры приведены в табл. 15.1.

Таблица 15.1

Характеристика газовой ресторанной плиты модели ПГР-1М

Наименование показателей	Величина показателей
Общая номинальная тепловая нагрузка плиты, *ккал/час*	64800
Номинальная тепловая нагрузка верхней открытой горелки, *ккал/час*	6000
Номинальная тепловая нагрузка горелки закрытой жарочной поверхности, *ккал/час*	1600
Номинальная тепловая нагрузка горелки духового шкафа, *ккал/час*	12000
Размер верха плиты (ширина, длина), *мм*	1455 × 2220
Общая высота плиты, *мм*	830
Размер духового шкафа (ширина, высота, глубина), *мм*	520×250×1020
Диаметр газопровода, дюймы	2
Диаметры рампы, дюймы	$1^1/_2$
Размер патрубка для отвода продуктов сгорания, *мм*	155
Закрытая жарочная поверхность, $м^2$	1,3
Открытая жарочная поверхность, $м^2$	0,3
Минимальное разрежение в дымоходе за плитой, *мм* вод. ст.	1,5
Давление газа перед горелками при газе $Q_н = 6000$ *ккал/нм*^{3}, *мм* вод. ст.	25—75
Вес плиты, *кГ*	1290

Плита ПГР-1М выпускается для газа теплотворной способностью 6000 *ккал/нм*^{3}, но может использоваться для газов более высокой и более низкой теплотворной способности при изменении размеров газовых сопел горелок. Размеры сопел определяются по номограммам рис. 14.52 и 14.53 при сохранении постоянства тепловых нагрузок горелок.



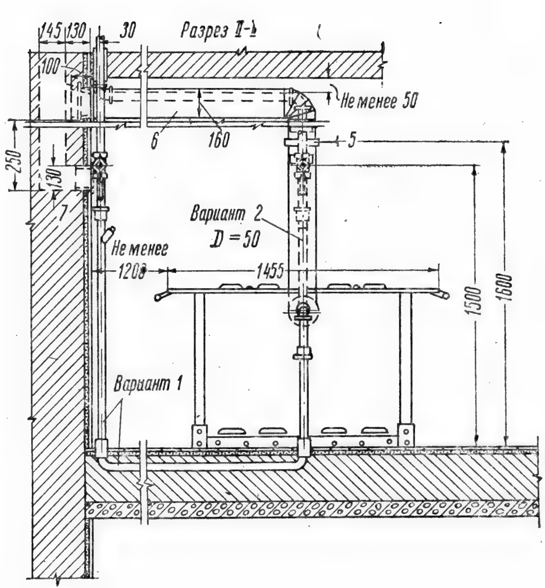


Рис. 15.2. Установка газовой ресторанной плиты ПГР-1М:

1 — кран горелки духового шкафа; *2* — кран запальника; *3* — кран открытой горелки; *4* — краны щелевых горелок; *5* — шибер с отверстием $D = 25$ *мм*; *6* — соединительная труба; *7* — дверка для чистки дымохода 146 × 126 *мм*; *8* — газопровод $D_у = 50$ *мм* под потолком или в полу; *9* — несгораемое перекрытие.

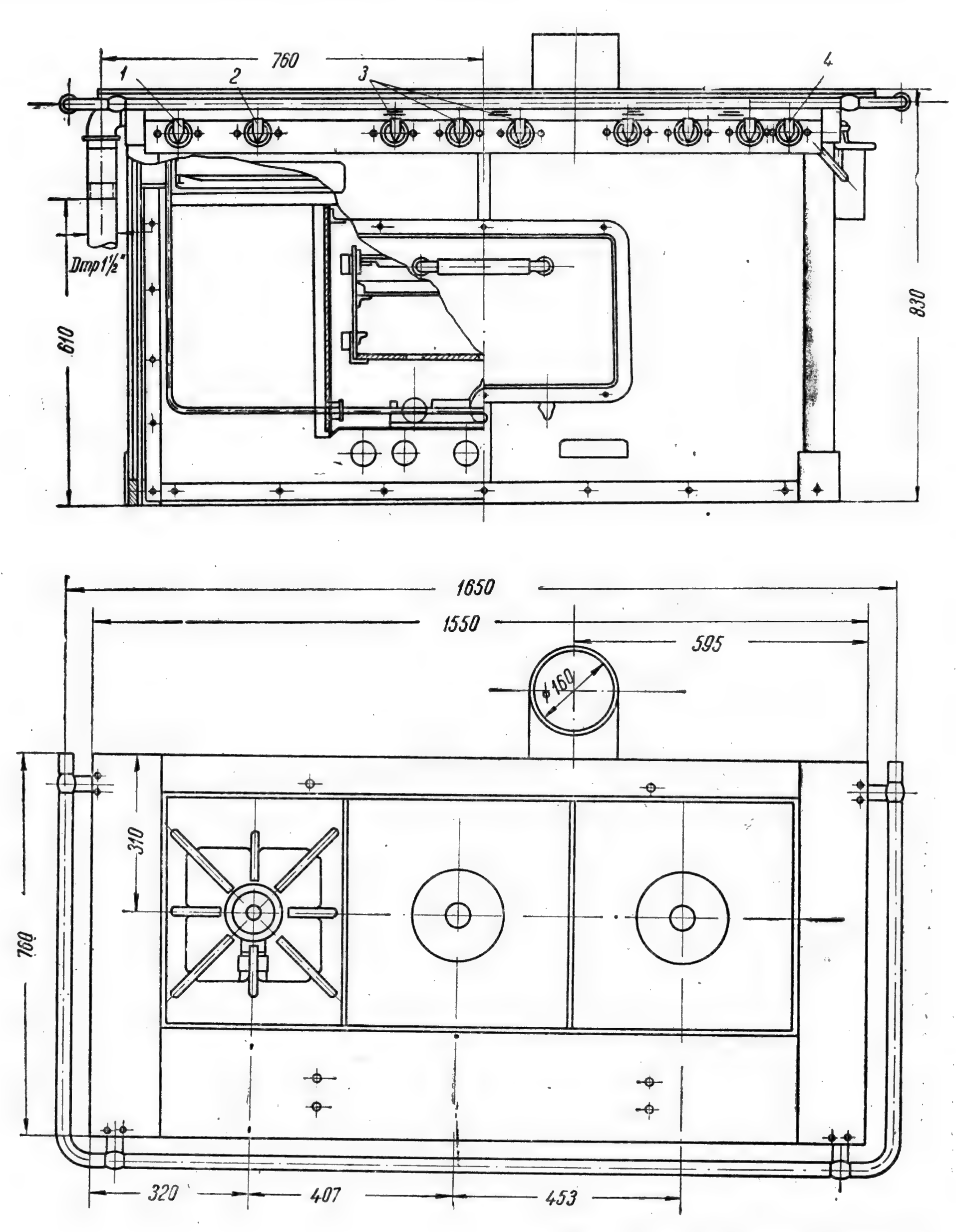
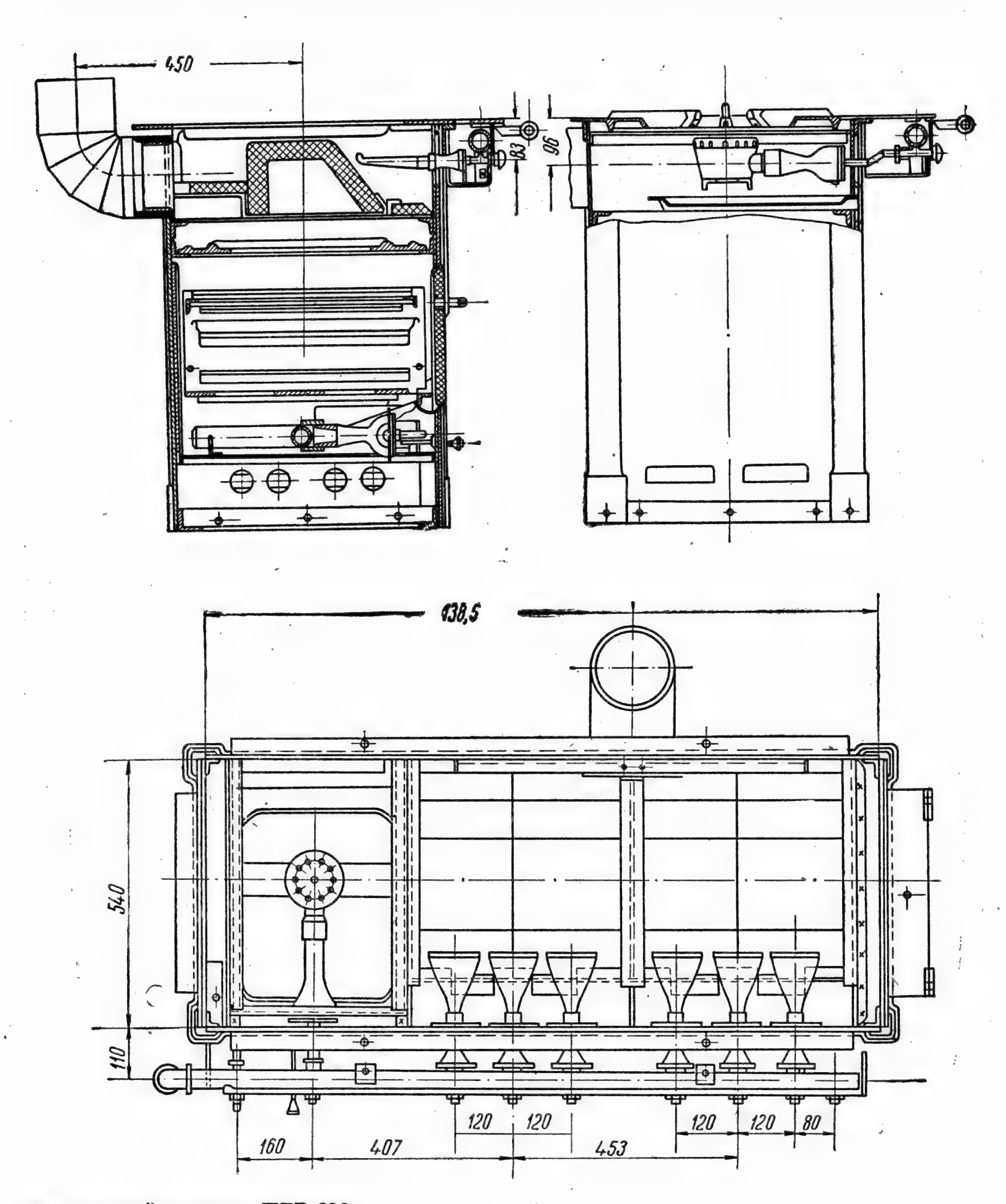


Рис. 15.3. Ресторанная газовая
1 — горелка духового шкафа; 2 — открытая гор

Наружные облицовочные стенки плиты покрываются силикатной эмалью светлых тонов.

Установка плиты ПГР-1М приведена на рис. 15.2.

Другой тип ресторанной газовой плиты модели ПГР-3М приведен на рис. 15.3, а один из возможных вариантов ее установки на рис. 15.4. Эта плита имеет один духовой шкаф размерами 530 × 520 × 540 *мм*, одну открытую конфорочную горелку с тепловой нагрузкой



плита малой модели ПГР-3М:

елка; 3 — закрытые горелки; 4 — горелка запальника.

6000 *ккал/час*, шесть горелок закрытой жарочной поверхности с тепловой нагрузкой 1 700 *ккал/час* каждая и горелку духового шкафа с тепловой нагрузкой 9 000 *ккал/час*.

Эта плита предназначена для установки в буфетах и небольших столовых детских садов и яслей. Она может использоваться и в ресторанах для приготовления небольших количеств разнообразных блюд.

Основные размеры плиты приведены на рис. 15.3.

Закрытая жарочная поверхность плит составляет 0,45 *м*², а открытая 0,15 *м*². Вес плиты ~450 *кГ*.

Кроме использования для приготовления пищи специальных газовых плит, большое распространение имеют плиты с дровяными топками, переоборудованными для сжигания газа.

Многолетний опыт использования газа в реконструированных дровяных топках плит подтвердил целесообразность этого мероприятия и правильность примененных технических решений.

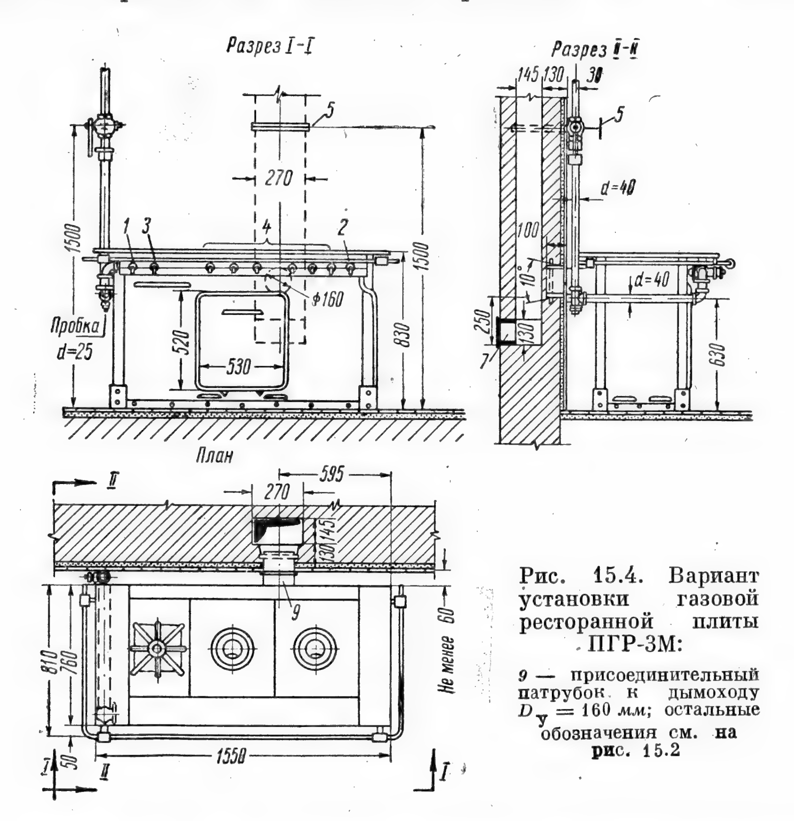


Рис. 15.4. Вариант установки газовой ресторанной плиты ПГР-3М:

9 — присоединительный патрубок к дымоходу $D_у$ = 160 *мм*; остальные обозначения см. на рис. 15.2

По экспериментальным данным тепловое напряжение жарочной поверхности больших плит на газовом отоплении составляет 25 800—26 600 *ккал/м²·час*. Температура жарочной поверхности над топкой 480 ÷ ÷ 520° С и над духовым шкафом 320—355° С.

Температура уходящих газов около 200° С, а полезно воспринимаемое плитою тепло 53,6—56,5%. При дровяном отоплении таких плит величина полезно воспринимаемого плитою тепла составляет в лучшем случае только 29—36%.

При установке газовых горелок в дровяных топках больших кухонных плит исходят из теплового напряжения жарочной поверхности плит около 30 000 *ккал/м²·час* при отсутствии нагревательного змеевика и около 35 000 *ккал/м²·час* при его наличии.

Переоборудование дровяных плит на газовое топливо производится двумя способами.

По первому способу инжекционные многофакельные горелки устанавливаются через одну или две боковые стенки плит. Расстояние между

обрезом огневых отверстий и жарочной поверхностью плиты принимают, исходя из высоты наружного конуса факела пламени.

Наилучший обогрев поверхности плиты и духовых шкафов достигается в том случае, если настил плиты омывается верхней третью наружного конуса факела пламени. При слишком низком расположении горелок жарочная поверхность плиты нагревается до недостаточной температуры и перегреваются духовые шкафы. При высоком расположении горелок тепло отдается главным образом жарочной поверхности и не достигается должный нагрев духовых шкафов. Расположение горелок, приводящее к омыванию жарочной поверхности плиты внутренними конусами факелов

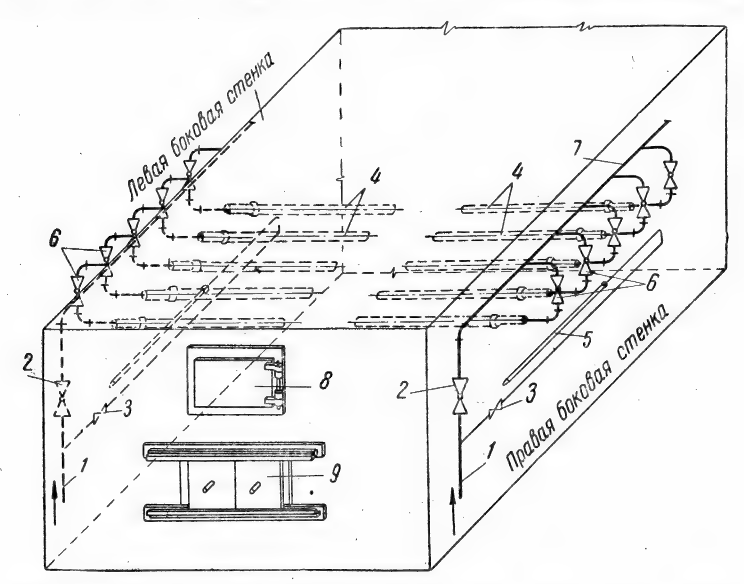


Рис. 15.5. Схема переоборудования плиты ресторанного типа на газовое топливо:

1 — подводящий газопровод; 2 — основной отключающий кран; 3 — кран запальной горелки; 4 — газовые горелки; 5 — ручной запальник; 6 — краны, отключающие горелки; 7 — распределительный коллектор; 8 — топочная дверца; 9 — заслонка для подачи вторичного воздуха.

пламен, недопустимо, так как приводит к возникновению значительного химического недожога.

На рис. 15.5 приведена схема переоборудования ресторанных плит на отопление газом.

В зависимости от расположения плиты на кухне газовые горелки могут быть расположены на правой и на левой боковой стенке плиты.

При переводе плиты на обогрев газом сохраняются ее габаритные размеры, устройство жарочной поверхности и духовых шкафов.

Для установки газовых горелок разбирается одна из боковых стенок топки плиты и в образовавшийся проем замуровывается специальная плита, оборудованная устройствами для установки горелок и смотровыми щелями, закрывающимися шарнирными дверцами.

В зависимости от размера жарочной поверхности плиты устанавливается от трех до восьми газовых инжекционных горелок с тепловой нагрузкой каждой 14 000—15 000 *ккал/час*.

Длина коллектора горелок и расположение огневых отверстий должны обеспечивать равномерный обогрев настила плиты по всей его ширине.

Большое значение для нормального нагрева духовых шкафов имеет правильное расположение внутренних газоходов плиты и скорость движения продуктов сгорания газа. Опыт показывает, что эта скорость должна составлять не менее 1,5—2 *м/сек*. При слишком низкой скорости дымовых газов (чрезмерно большие сечения газоходов) и при неправильном расположении внутренних газоходов обогрев духовых шкафов получается недостаточным для выпечки и для жарения.

На рис. 15.6 показана наиболее распространенная схема внутренних газоходов плиты, а в табл. 15.2 их примерные сечения, в зависимости от тепловой нагрузки.

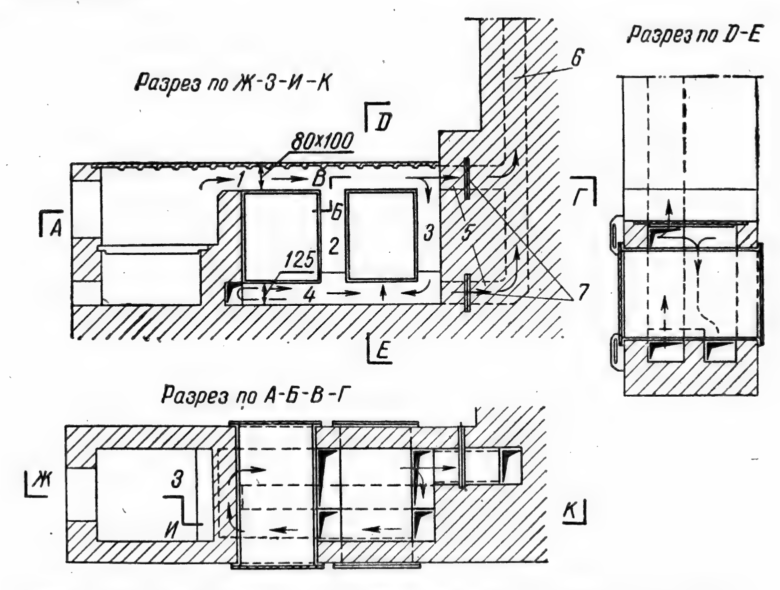


Рис. 15.6. Схема расположения газоходов плиты ресторанного типа:

1 — горизонтальный газоход под настилом плиты; *2* — первый вертикальный газоход; *3* — второй вертикальный газоход; *4* — газоход под духовым шкафом; *5* — выходные газоходы; *6* — сборный газоход; *7* — шиберы.

Таблица 15.2

Площади сечений газоходов плиты в зависимости от тепловой нагрузки

Номера газоходо	Площадь сечений газоходов, $м^2$						Примечание
	Тепловая нагрузка, тыс. *ккал/час*						
	45	60	75	90	105	120	
1	0,032	0,043	0,046	0,053	0,064	0,070	Высота канала 80—100 *мм*
2	0,030	0,040	0,048	0,058	0,066	0,076	
3	0,028	0,037	0,047	0,055	0,063	0,073	
4	0,025	0,030	0,037	0,044	0,050	0,058	Высота канала 125 *мм*
5	0,008	0,010	0,0125	0,015	0,017	0,0195	
6	0,030	0,040	0,063	0,063	0,063	0,063	

Шиберы для регулирования тяги чаще располагаются на газоходах плит. При расположении шиберов вне плиты их следует располагать на вертикальных выходных каналах на стене, в местах, доступных для об-

служивания. У плит, не примыкающих к стене, каналы 5 прокладываются до общего выходного газохода параллельно, а шиберы устанавливаются на вертикальных каналах стояка, на высоте не более 1,5 *м* над полом.

Для повышения к. п. д. плиты часто прибегают к использованию ее не только для приготовления пищи, но и получения горячей воды на хозяйственные нужды. В этом случае в плиту заделывается змеевик, нагревающий холодную воду в бойлере (рис. 15.7). Вода, нагретая в змеевике плиты продуктами сгорания топлива, поднимается по трубе в змеевик бойлера, где охлаждается, нагревая холодную воду из водопровода, и опускается обратно в змеевик плиты.

Второй, более простой способ переоборудования на газовое топливо ресторанных плит № 21а и 21б завода «Нарпитовские плиты» и большой плиты завода «Леннарпит» приведен на рис. 15.8.

По этому способу при переоборудовании плит сохраняются их габаритные размеры, внутренняя обмуровка, устройство жарочных настилов и духовых шкафов; изменяется только фронтовое устройство, взамен которого устанавливается новое с блоком, состоящим из трех инжекционных горелок для больших плит (рис. 15.8) и из двух горелок для малых плит.

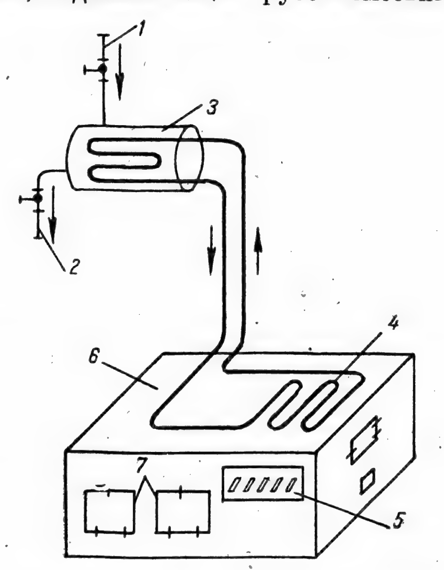


Рис. 15.7. Схема получения горячей воды при помощи змеевика, вделанного в плиту, и бойлера:

1 — трубопровод холодной воды; 2 — трубопровод горячей воды; 3 — бойлер; 4 — нагревательный змеевик с циркулирующей водой; 5 — газовые горелки; 6 — плита; 7 — духовые шкафы.

Для предотвращения отрыва пламен при работе горелок с высокими тепловыми нагрузками колосниковая решетка плит засыпается битым шамотным кирпичом.

Особенностью приведенного переоборудования является подача к корню факела пламени каждой горелки через специальную насадку вторичного воздуха, количество которого может регулироваться с помощью шайбы.

Характеристика указанных плит и расход природного газа $Q_н = 8000$ *ккал/нм*³ при давлении 100 *мм* вод. ст. приведены в табл. 15.3.

Аналогично переоборудуются на газовое топливо и другие плиты, например № 1, 18 и 19 завода «Нарпитовские плиты».

В плиту № 1, имеющую жарочную поверхность 4,5 *м*² и 3 духовые шкафа, устанавливается 6 горелок с тепловой нагрузкой каждая ~25 тыс. *ккал/час*, а в плиты № 18 и 19 с жарочной поверхностью 0,9 *м*² по две горелки с тепловой нагрузкой 17 тыс. *ккал/час* каждая.

Эти же горелки и их блоки используются при переоборудовании на газовое топливо других установок, например пищеварочных котлов и подогревателей воды.

Выпечка и реже жарение в предпрятиях общественного питания осуществляется не только в духовых шкафах плит, но и в специальных духовых шкафах.

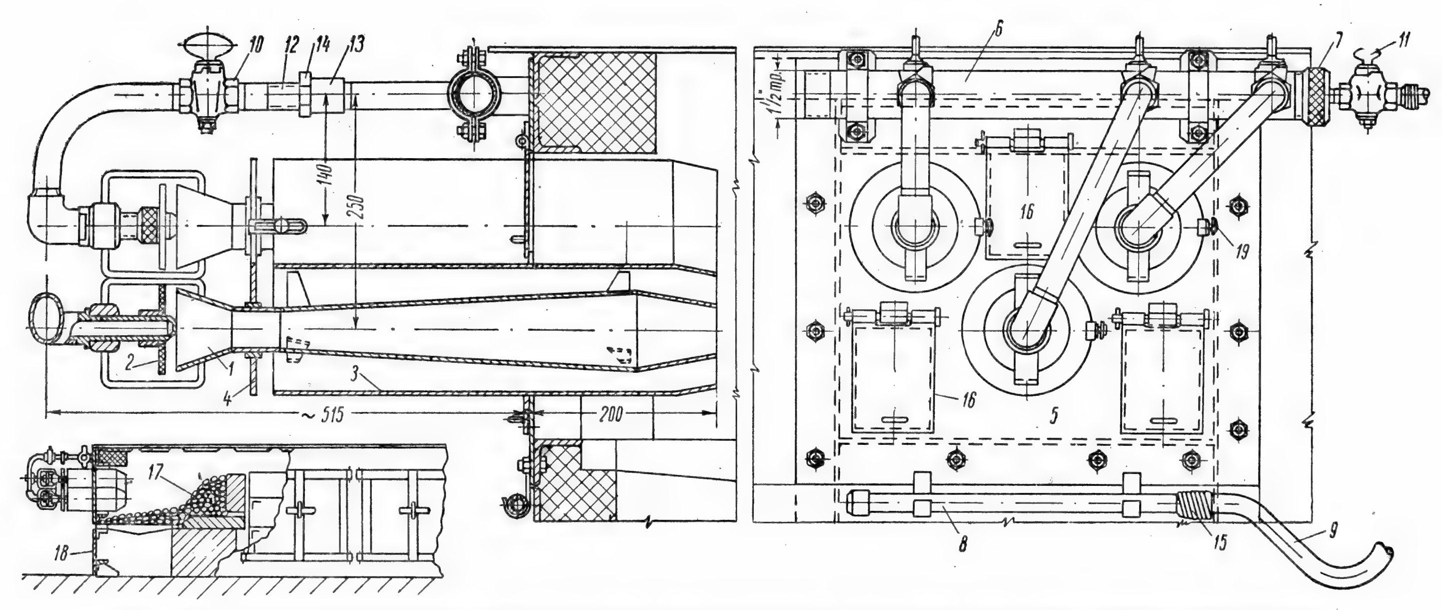


Рис. 15.8. Переоборудование на газовое топливо плит № 21а, № 21б и большой модели завода «Леннарпит»:

1 — инжекционная горелка низкого давления; *2* — регулятор первичного воздуха; *3* — насадок; *4* — регулятор вторичного воздуха; *5* — фронтовая плита; *6* — коллектор; *7* — штуцер для запальника; *8* — запальник; *9* — гибкий шланг запальника; *10* — кран $D_у$ 20; *11* — кран $D_у$15; *12* — сгон $^3/_4''$; *13* — муфта $^3/_4''$; *14* — контргайка; *15* — проволока для крепления запальника; *16* — дверцы для наблюдения и зажигания горелок; *17* — шамотная горка; *18* — дверцы зольника; *19* — стопор.

Таблица 15.3

Характеристика переоборудования на газовое топливо плит предприятий общественного питания

Тип или № плит	Завод-изготовитель плит	Кол-во духовых шкафов	Жарочная поверхность, $м^2$	Расход тепла, тыс. *ккал/час* *	Число горелок	Вес газового оборудования, *кГ*
№ 21а и 21б	«Нарпитовские плиты»	2	2,2	65—75	3	50
Большая модель	«Леннарпит»	2	2,5	75—85	3	50
Малая модель	»	1	1,6	50—55	2	38
№ 18 и № 19	«Нарпитовские плиты»	2	0,9	27—32	2	—
№ 1	То же	3	4,5	135—155	6	—

* Большие величины относятся к плитам, оборудованным змеевиками для подогрева воды.

Обычно при этом проектируется установка в одном духовом шкафу отдельных духовых камер (духовок) в один или несколько вертикальных рядов.

На рис. 15.9 показан духовой шкаф типа ГДШ-3 Московского завода «Газоаппарат», оборудованный двумя духовками, расположенными одна над другой.

Расход газа двумя горелками духового шкафа при $Q_н = 6000$ *ккал/нм*^{3} составляет 2 *м*^{3}*/час* при давлении 50 *мм* вод. ст.

Размеры шкафа $580 \times 285 \times 750$ *мм*; максимальная температура в верхнем шкафу — 325° С, в нижнем — 375° С; время нагрева до $t =$ $= 375°$ С — $50 \div 60$ мин. Общий вес шкафа ~ 450 *кГ*.

Продукты сгорания газа из духового шкафа отводятся через дымоотводящий патрубок в дымоход и далее во внешнюю атмосферу.

Приготовление больших количеств жидкой пищи в предприятиях общественного питания производится в варочных котлах емкостью от 100 до 400 *л*.

Большое распространение получили котлы с дровяной топкой, переоборудованной на газовое топливо.

Для нагрева таких котлов используются многофакельные горелки кольцевой и продольной форм и однофакельные одиночные и блочные горелки по типу применяемых для нагрева ресторанных плит.

Схема переоборудования котла с дровяной топкой на обогрев газовыми блочными горелками приведена на рис. 15.10, а характеристики котлов и расходов тепла в табл. 15.4.

Для получения кипятка применяются либо специальные газовые кипятильники, либо кипятильники с дровяной топкой, переоборудованной для сжигания газа.

На рис. 15.11 показаны основные габариты и установка простейшего газового кипятильника типа КНД-8, выпускаемого заводом «Металлист», а в табл. 15.5 его основные характеристики.

Кипятильник устанавливается на кирпичном фундаменте высотой около 200 *мм*. При установке на деревянном полу последний обивается листом кровельной стали с асбестовой прокладкой под ним.

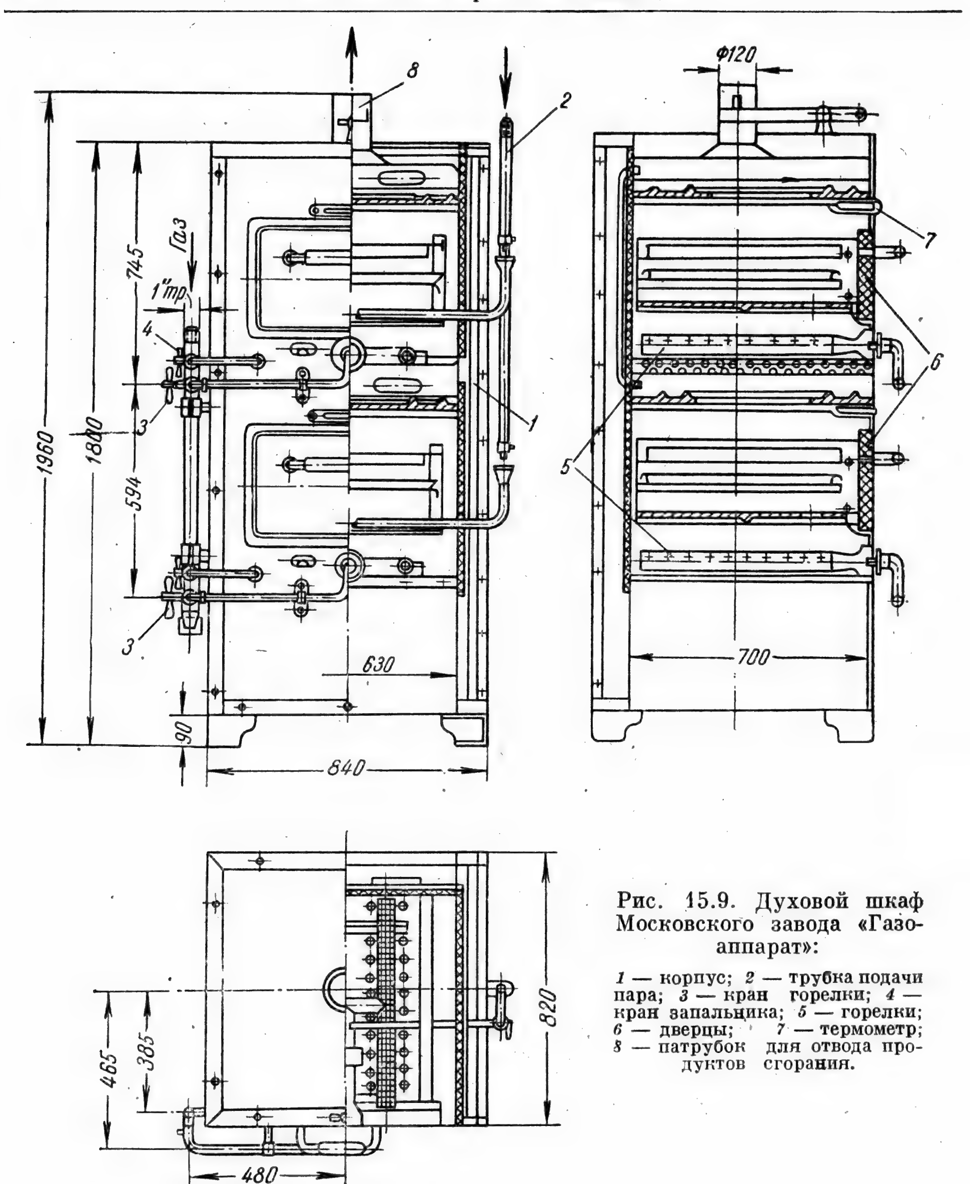


Рис. 15.9. Духовой шкаф Московского завода «Газоаппарат»:

1 — корпус; *2* — трубка подачи пара; *3* — кран горелки; *4* — кран запальника; *5* — горелки; *6* — дверцы; *7* — термометр; *8* — патрубок для отвода продуктов сгорания.

Таблица 15.4

Основные характеристики переоборудования на газовое топливо котлов с дровяной топкой

Емкость, *л*	D_1, *см*	*h*, *см*	Расход тепла, *тыс. ккал/час*
100	—	—	18
150	—	—	27
180	76	50	33
200	88	50	36
250	97	59	45
400	108	69	72

Примечание. Расходы тепла указаны при доведении пищи в котле до кипения в течение 55—60 мин.

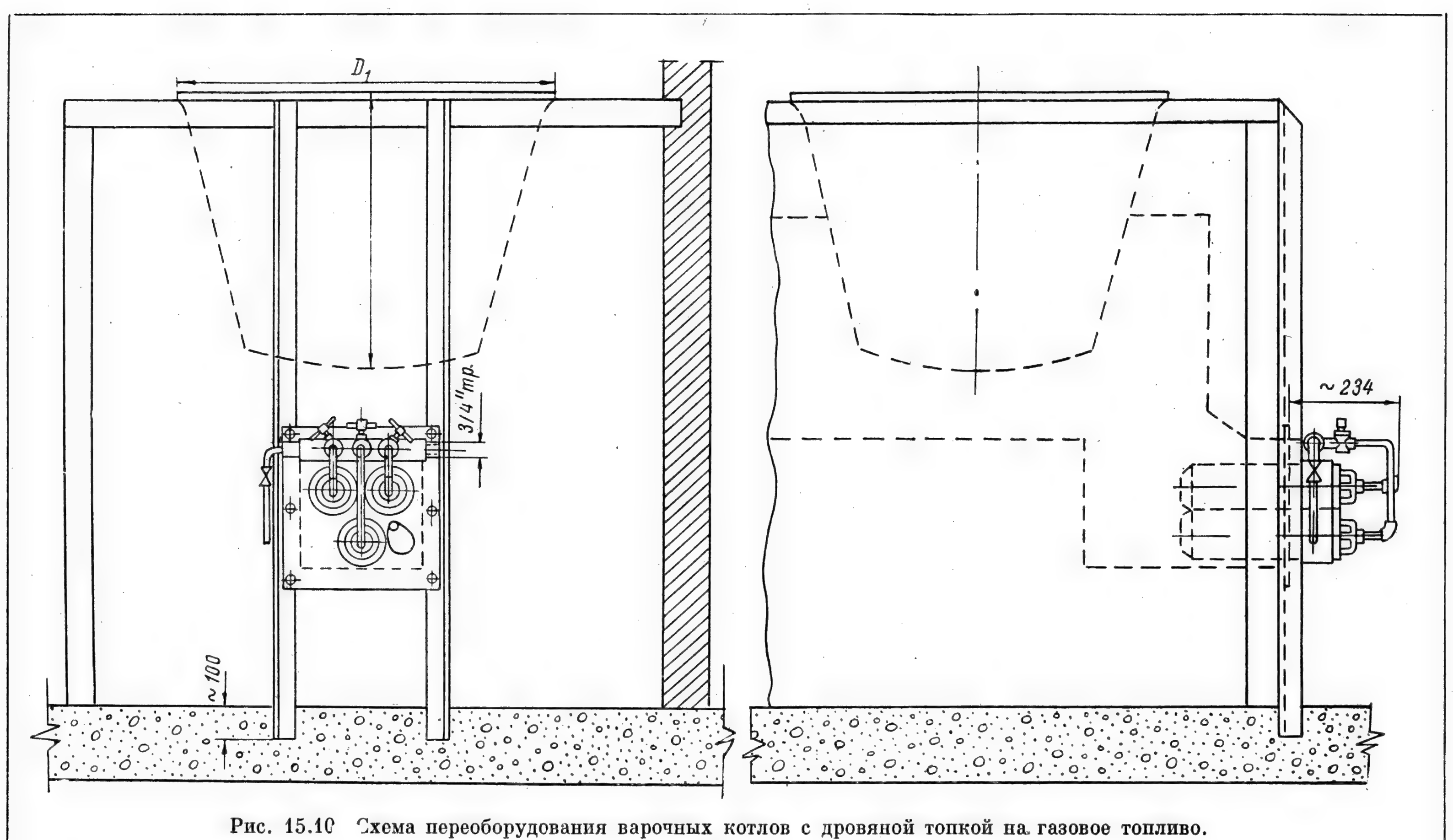
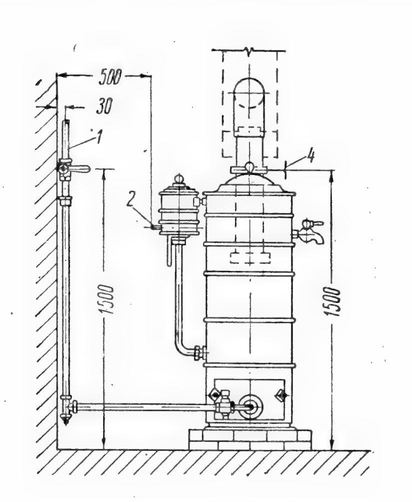
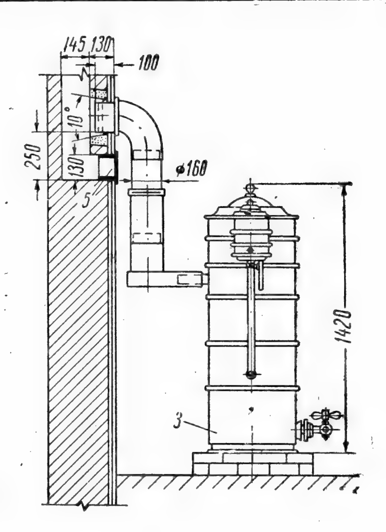


Рис. 15.10 Схема переоборудования варочных котлов с дровяной топкой на газовое топливо.





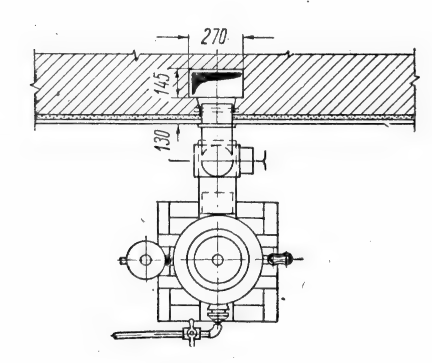


Рис. 15.11. Установка газового кипятильника типа КНД-8:

1 — подвод газа; 2 — подвод холодной воды; 3 — кипятильник; 4 — шибер; 5 — дверка для чистки дымохода.

Таблица 15.5

Характеристика газового кипятильника типа КНД-8

Наименование показателей	Величина показателей
Производительность по кипятку, *л/час*	150—200
Тепловая нагрузка, *ккал/час*	20400
Время закипания воды, мин.	15—20
Диаметр подводящей водопроводной трубки, дюймы	1/2
Объем водяного пространства, *л*	42
Объем топки, $м^3$	0,03
Полезный объем сборника кипятка, *л*	40
Поверхность нагрева, $м^2$	1,25
Температура отходящих газов, °C	400 *
Коэффициент полезного действия, %	75
Минимальное разрежение в дымоходе, *мм* вод. ст.	0,5
Вес кипятильника без воды, *кГ*	68

Расстояние от стены должно быть не менее 0,5 *м*. При деревянных стенах они обиваются металлическим листом по асбесту.

* При установке предохранителя тяги температура снижается примерно в два раза.

2. Применение газа для отопления и производства пара

Системы отопления на газовом топливе жилых и общественных зданий разделяются на системы местного и центрального отопления.

К системам местного отопления относятся:

1. Печи для твердых видов топлива, переоборудованные для сжигания газа.
2. Печи, сконструированные для работы на газе.
3. Местные воздухонагреватели с гравитационной циркуляцией (приборы конвективного типа) и отопительно-вентиляционные с механическим побуждением циркуляции воздуха.

Все виды печей можно классифицировать также по способности аккумулировать тепло и по материалу, из которого они изготовлены.

По аккумулированию тепла печи делятся на печи большой, средней и малой теплоемкости, а по материалу — на чугунные, стальные, кирпичные, изразцовые и др.

Наибольшее распространение в СССР получили печи большой теплоемкости для твердого топлива, приспособленные для сжигания газа.

Системы центрального отопления разделяются на системы водяного, парового и воздушного отопления.

По применяемым нагревательным элементам эти системы выполняются с открытыми нагревательными элементами в виде радиаторных приборов, с воздухонагревателями (конвекторами) и с превращением в нагревательные приборы пола, потолка или стен (панельное отопление).

Из указанных систем наиболее широкое распространение получили системы водяного отопления низкого давления.

Системы водяного отопления осуществляются в виде квартирных, охватывающих помещение одной квартиры; этажных, отапливающих один этаж; домовых, предназначенных для отопления всего дома; групповых и районных, служащих для отопления нескольких зданий.

Газ как топливо может использоваться в системах центрального отопления и горячего водоснабжения и в кирпичных и керамических печах большой и средней теплоемкости, предназначенных для работы на твердом топливе, а также в специальных газовых печах малой теплоемкости, обладающих преимуществами малой затраты металла, невысокой стоимости изготовления и монтажа и возможности полной автоматизации.

Использование газа в кирпичных и керамических печах большой и средней теплоемкости ускорит улучшение санитарно-гигиенических условий значительного количества зданий и освободит от расхода дефицитного дровяного топлива.

Газовые печи малой теплоемкости могут использоваться для обогрева в домах, имеющих систему местного отопления, ванных комнат, домовых контор, магазинов, мастерских и других помещений с временным пребыванием людей и с менее строгими санитарно-гигиеническими требованиями, а также в некоторых производственных помещениях предприятий города.

Наиболее совершенным решением является использование газа для центрального отопления и горячего водоснабжения жилых домов, предприятий и учреждений путем сжигания его в специальных газовых котлах или в котлах, переоборудованных для сжигания газа, оснащенных автоматическими приборами регулирования и безопасности.

Ниже рассматриваются наиболее распространенные методы переоборудования на газовое топливо котлов и отопительных печей, а также специальные газовые котлы и отопительные печи.

3. Простейшие методы переоборудования на газовое топливо отопительных и паровых котлов малой и средней мощности

На рис. 15.12 показано переоборудование на газовое топливо котла Стребеля большой модели, имеющего 10 секций с общей поверхностью нагрева 14 *м*².

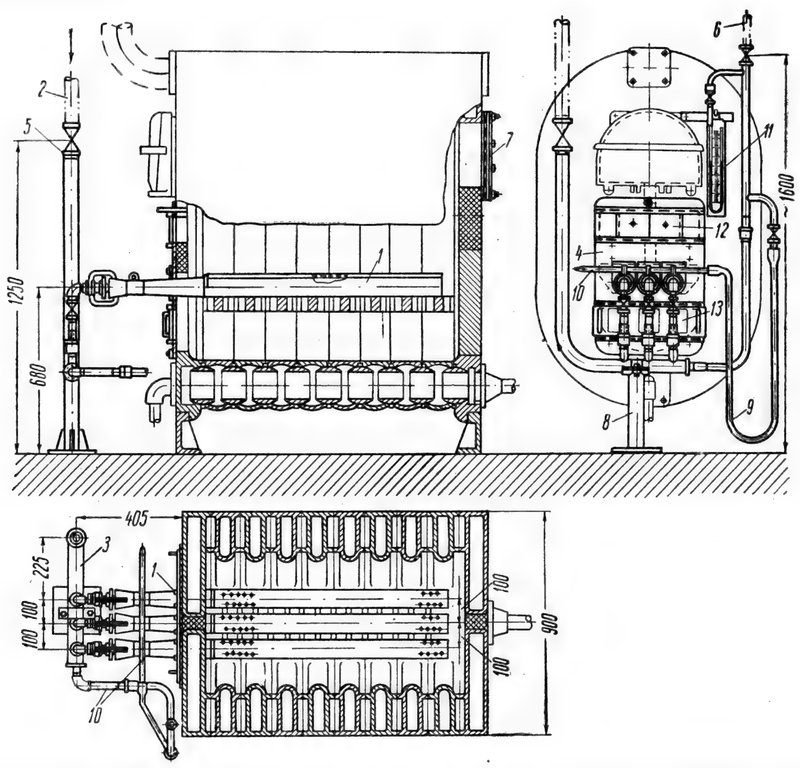


Рис. 15.12. Простейшее переоборудование секционного котла **Стребеля на** отопление газом:

1 — инжекционная многофакельная горелка низкого давления; *2* — подвод газа; *3* — распределительный коллектор; *4* — фронтовое устройство; *5* — кран муфтовый $D_у$ 40; *6* — продувочный газопровод; *7* — предохранительный взрывной клапан; *8* — опора под коллектор; *9* — гибкий шланг; *10* — запальник; *11* — водяной V-образный манометр или мембранный тягонапоромер; *12* — заслонка для наблюдения за горением; *13* — заслонка для регулирования подачи вторичного воздуха.

На шпильки, которые служат для крепления шуровочных и поддувальных дверок, надет фронтовой лист из стали, на котором смонтировано горелочное устройство, поворотная заслонка для регулирования поступления вторичного воздуха и раздвижная заслонка для наблюдения за горением и зажигания горелок ручным запальником на гибком шланге.

Горелки свободно лежат на колосниках и фронтовом листе.

Газопровод к горелкам подводится справа или слева котла в зависимости от местных условий.

На задней стенке котла устанавливается предохранительный взрывной клапан, а в шибере (для вентиляции топки при неработающем котле) делается отверстие диаметром 50 *мм*. На ответвлении к котлу устанавливается кран.

Кроме этого, по одному крану устанавливается перед каждой горелкой. Продувочный газопровод присоединяется к торцу коллектора горелок

и выводится в атмосферу. При неработающих котлах кран на продувочном газопроводе находится в открытом состоянии и он используется в качестве «свечи» безопасности, сбрасывающей протечки газа через общий кран.

Для сжигания газа установлены инжекционные многофакельные горелки низкого давления. Номинальная тепловая нагрузка горелок составляет от 115 до 120 тыс. *ккал/час*. При природном газе горелки работают на давлении, равном 100—200 *мм* вод. ст.

По этому же принципу переоборудуются котлы Стреля и Стребеля большой и малой модели с любой поверхностью нагрева. Обычно в котлах Стреля большой модели устанавливается по 4 газовые горелки, в котлах Стребеля большой и Стреля малой модели по 3 горелки, а в котлах Стребеля малой модели по 2 горелки. Предельная расчетная теплопроизводительность таких котлов принимается равной 7000 *ккал/м*^{2}. *час*. К. п. д. котлов при таком переоборудовании составляет от 80 до 85%.

На рис. 15.13 показано простейшее переоборудование на газовое топливо секционного котла типа «Универсал» с поверхностью нагрева 34,4 *м*^{2}.

Сжигание газа производится с помощью инжекционных горелок среднего давления, работающих при коэффициенте избытка первичного воздуха $\alpha = 1{,}05—1{,}10$.

При переоборудовании котла снимается существующая фронтовая плита с топочной гарнитурой и на ее место устанавливается новое фронтовое устройство, через которое вводятся в топку огневые насадки инжекционных горелок среднего давления. На фронтовом устройстве размещаются раздвижные заслонки для наблюдения за горением и зажигания газовоздушной смеси (выше горелок) и для возможности подачи вторичного воздуха в количестве около 5% от теоретически потребного для охлаждения колосников (ниже горелок).

Высота оси горелок от пола (H_0) принимается при низком расположении колосниковой решетки $\sim$530 *мм*, при высоком расположении $\sim$670 *мм*.

Каждый котел оборудуется предохранительными взрывными клапанами, размещаемыми для котлов Универсал № 1 и № 2 по одному в кладке задней стенки, а для котлов Универсал № 3 по два на верхней съемной кладке, предназначенной для чистки секций.

Для вентиляции топки при неработающем котле в шибере вырезается отверстие диаметром 100 *мм*.

Для стабилизации фронта пламени колосниковая решетка котла засыпается шамотным боем в виде горки.

Высота горки должна превышать ось горелки, с тем чтобы струя газовоздушной смеси ударялась о горку.

Разогрев горки до температуры не менее 1000° производится при работе горелок с малой форсировкой при $\alpha \approx 0{,}6$ на стабильном фронте пламени. Необходимый для полного сгорания газа дополнительный вторичный воздух подается через регулировочную заслонку под колосники, засыпанные шамотным боем.

После разогрева шамотной горки до светло-красного каления горелки полностью переводятся на режим первичного воздуха с $\alpha \geqslant 1{,}0$, и резко сокращается подача вторичного воздуха.

Расчетная теплопроизводительность котлов «Универсал» принимается равной 10 000 *ккал/м*^{2}. *час*, а к. п. д. — 85%.

Второй способ переоборудования на газовое топливо котлов типа «Универсал» приведен на рис. 15.14. Две многосопловые инжекционные

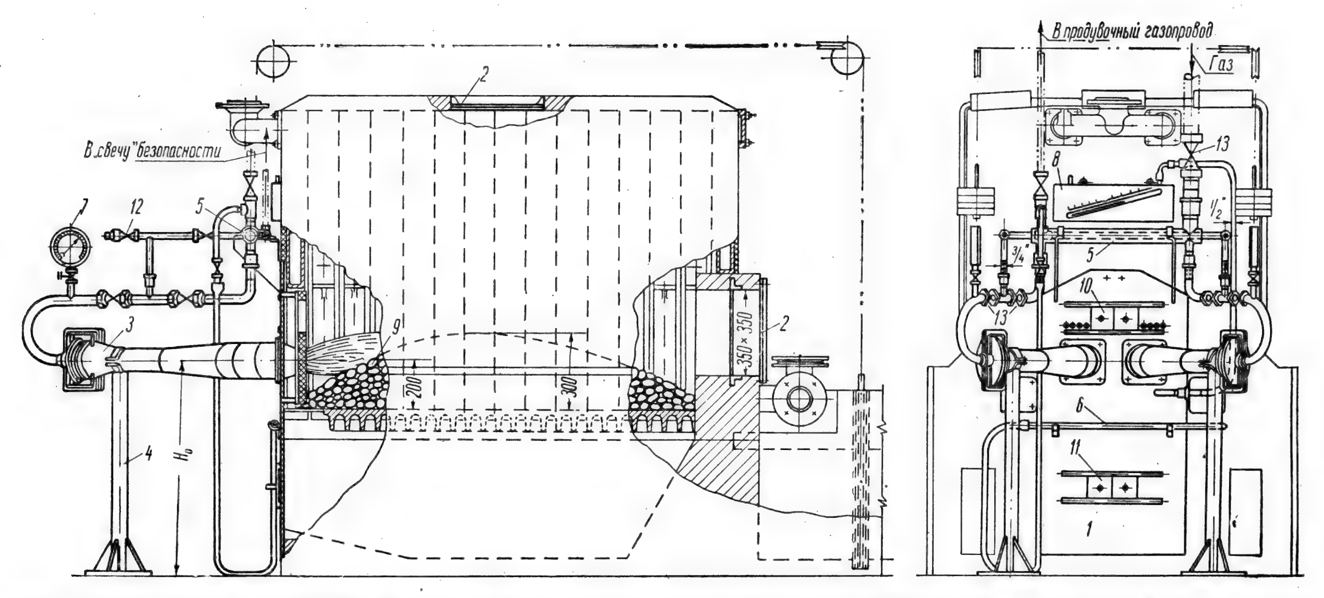


Рис. 15.13. Переоборудование на газовое топливо секционных котлов «Универсал» с установкой инжекционных горелок среднего давления:

1 — фронтовое устройство; *2* — предохранительные взрывные клапаны; *3* — инжекционная горелка среднего давления; *4* — подставка под горелку; *5* — коллектор; *6* — запальник; *7* — манометр; *8* — тягонапоромер; *9* — шамотный бой; *10* и *11* — регулируемые заслонки; *12* — штуцер с краником и пробкой для присоединения манометра в период проверки кранов *13* на герметичность; *13* — краны.

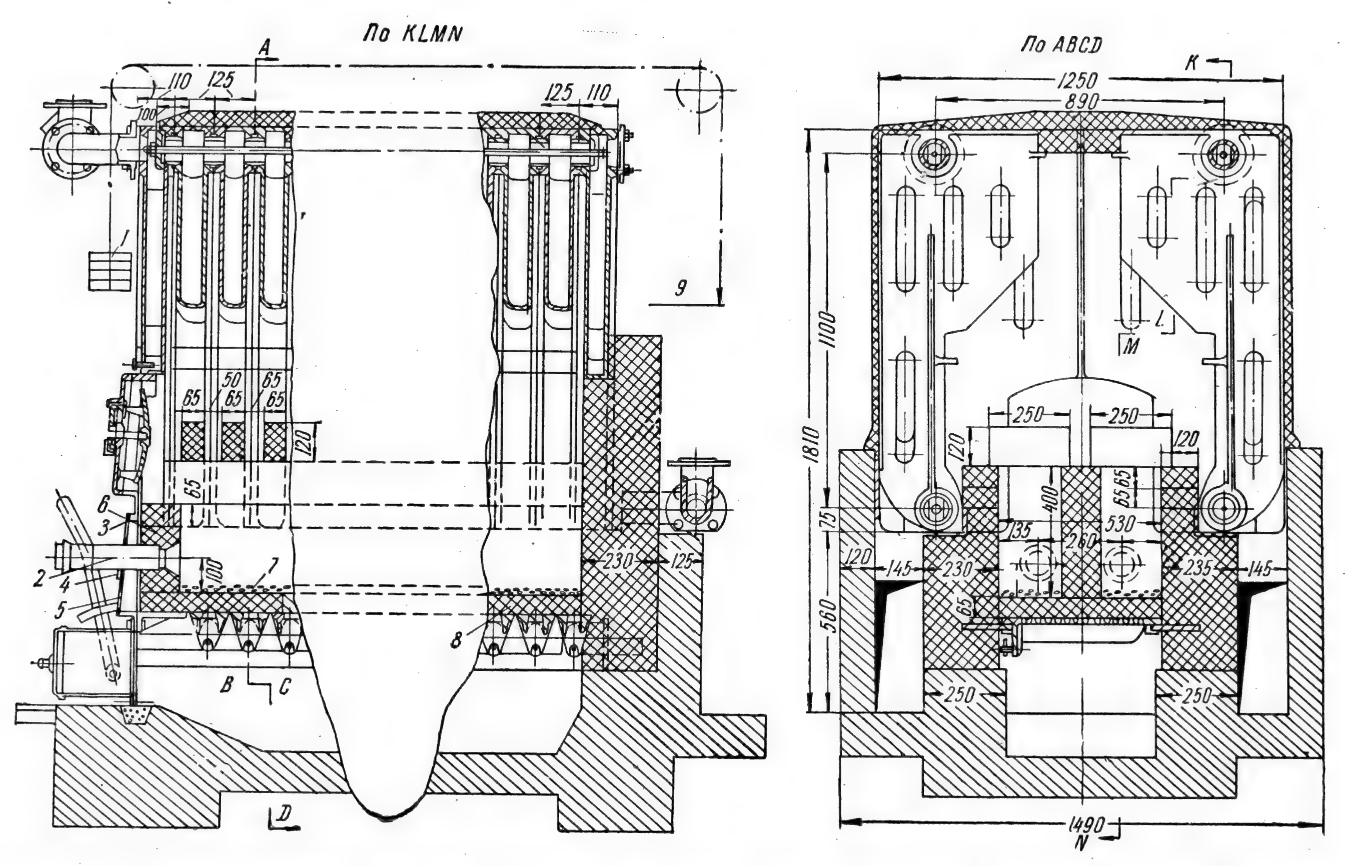


Рис. 15.14. Переоборудование на газовое топливо секционных котлов «Универсал» с выкладкой внутри топки каналов из огнеупорного кирпича:

1 — противовес шибера; 2 — инжекционная многосопловая горелка; 3 — фронтовой лист; 4 — упор; 5 — отверстие для вторичного воздуха; 6 — выкладка из кирпича; 7 — битый шамот; 8 — настил из огнеупорного кирпича; 9 — трос шибера

горелки среднего давления полного предварительного смешения устанавливаются на переднем фронте котла в отверстия шуровочных дверок. Для предохранения от обгорания огневые насадки горелок защищаются выкладкой из огнеупорного кирпича. Колосниковая решетка закладывается шамотным кирпичом в один ряд плашмя (всухую) и засыпается тонким слоем шамотного боя.

Для стабилизации фронта горения и равномерного распределения дымовых газов внутри топки устраиваются каналы из огнеупорного кирпича.

Остальное устройство аналогично показанному на рис. 15.13.

На рис. 15.15 показано переоборудование на газовое топливо секционных котлов «Универсал» с помощью горелок, работающих на принудительно подающемся воздухе.

Особенностью этого переоборудования является наличие автомата блокировки газа и воздуха (рис. 15.16)*, автоматически отключающего подачу газа при прекращении подачи воздуха.

Котлы НР (ч) при наличии газа среднего давления переоборудуются на газовое топливо по аналогии с котлами «Универсал» (рис. 15.13 и 15.14), а также по аналогии с котлами «Универсал» (рис. 15.15) при газе низкого давления. При всех видах переоборудования теплопроизводительность котлов НР(ч) всех размеров принимается равной 12 000 *ккал/м². час*, а к. п. д. от 80 до 85%. Котлы НР(ч), «Универсал» и им аналогичные могут переоборудоваться на газовое топливо и с помощью подовых горелок без дутья (рис. 14.32) при наличии тяги в месте расположения горелки не менее *3 мм* вод. ст.

Переоборудование на газовое топливо жаротрубных котлов наиболее часто осуществляется с помощью установки в каждую жаровую трубу по одной горелке.

Существующие фронтовые плиты демонтируются и заменяются новыми плитами, имеющими отверстия для установки горелок, раздвигающихся заслонок и глазков, служащих для наблюдения за горением и зажигания вытекающей из горелки в топку газовоздушной смеси. Колосниковые решетки, предназначенные для сжигания твердого топлива, демонтируются.

Для предотвращения чрезмерных термических напряжений в начальном участке жаровой трубы и резкого охлаждения факела передняя часть трубы футеруется огнеупорным кирпичом толщиной в 1/4 кирпича.

Длина футерованной части жаровой трубы по опытным данным должна составлять: при горелках, работающих на принудительно подающемся воздухе — 2,5 *м*, а при инжекционных горелках — 1,5—2 *м*. В конце футерованной части жаровой трубы устанавливается дожигательная решетка из огнеупорного кирпича, необходимая только при горелках с принудительной подачей воздуха.

Предохранительные взрывные клапаны устанавливаются в поворотной камере котла против каждой жаровой трубы и на газоходах в доступных и безопасных для обслуживающего персонала местах.

При переоборудовании таких котлов на газовое топливо наиболее часто применяются следующие газовые горелки: с принудительной пода-

---

* Клапаны блокировки приведенной конструкции $D_у$ = 50, 80, 100, 150 и 200 *мм* изготовляются на давления газа до 1000 *мм* вод. ст. и давления воздуха до 500 *мм* вод. ст. Минимальное давление воздуха, при котором происходит закрытие клапана (отключение газа), составляет от 15 до 40 *мм* вод. ст. в зависимости от веса грузов. Недостатком этих клапанов является то, что они отключают поток газа только через 1,0—1,5 мин. после отключения электрического тока.

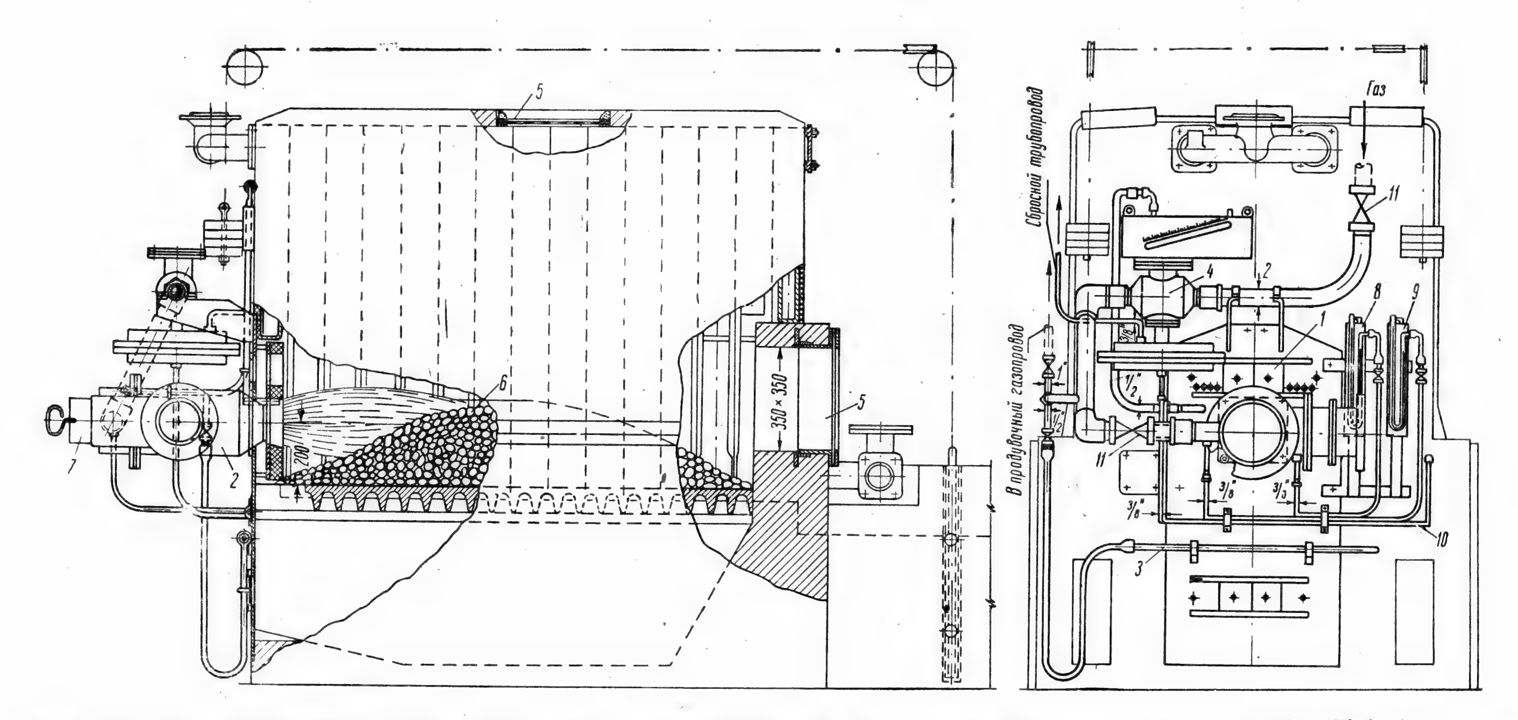


Рис. 15.15. Переоборудование на газовое топливо секционных котлов «Универсал» поверхностью нагрева 25,6 и 34,4 $м^2$ с установкой горелок, работающих на принудительно подающемся воздухе:

1 — фронтовое устройство с открывающейся заслонкой для зажигания газовоздушной смеси и наблюдения за горением; *2* — газовая горелка с принудительно подающимся воздухом; *3* — запальник; *4* — автомат блокировки газа и воздуха; *5* — предохранительные взрывные клапаны; *6* — шамотная горка; *7* — заслонка на воздухопроводе; *8* — манометр на воздухопроводе; *9* — манометр на газопроводе; *10* — импульсная воздушная трубка под мембрану автомата блокировки; *11* — краны.

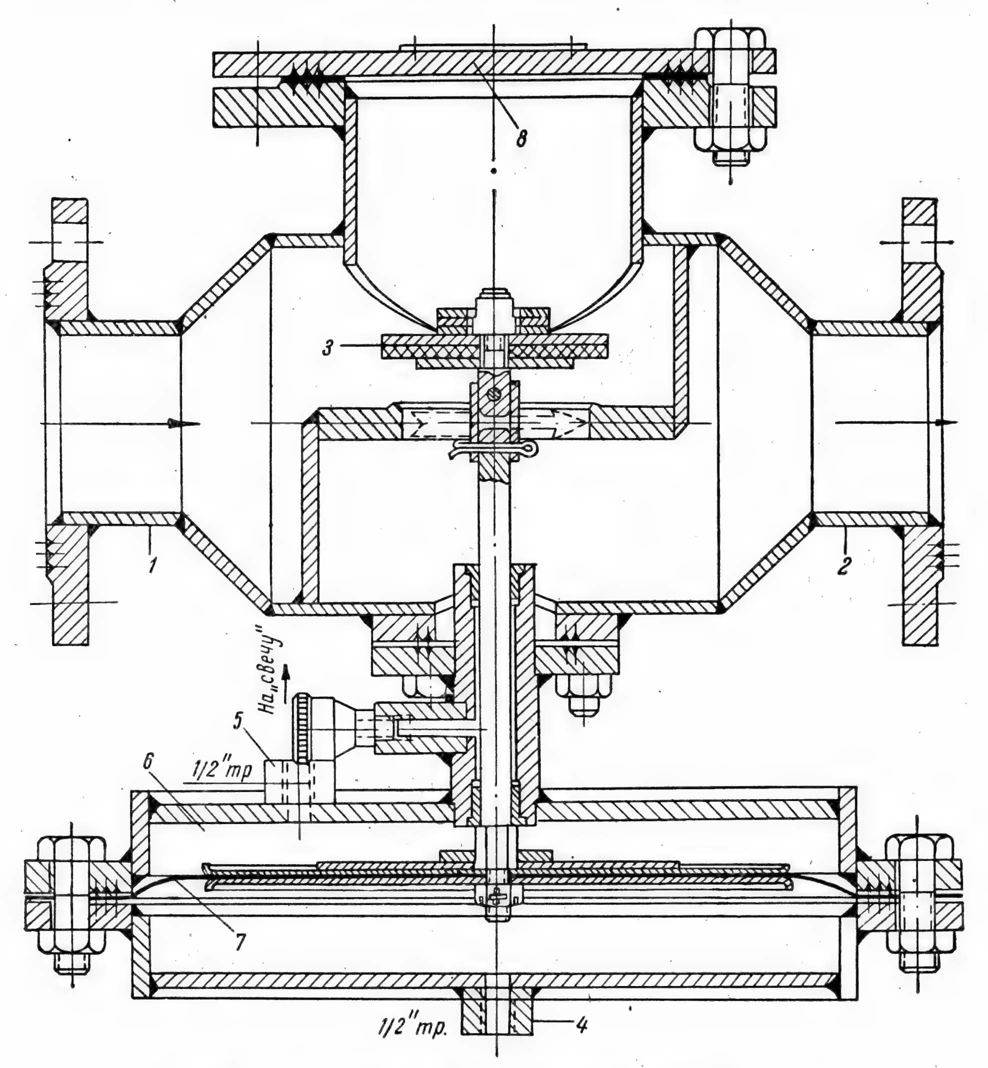


Рис. 15.16. Клапан блокировки газа и воздуха:

1 — вход газа; *2* — выход газа; *3* — клапан; *4* — штуцер для подвода импульса воздушного давления; *5* — штуцер для сброса просочившегося газа в атмосферу; *6* — мембранная коробка; *7* — мембрана; *8* — крышка для снятия и добавления грузов на клапан.

чей воздуха (рис. 14.33; 14,34; 14.36 и 14.37) со стабилизаторами фронта горения в виде огнеупорных туннелей или шамотных горок; инжекционные среднего давления (рис. 14.22) с теми же стабилизаторами горения; инжекционные среднего давления со стабилизаторами в виде кольцевого зажигательного пояска (рис. 14.23) или инжекционные с пластинчатыми стабилизаторами (рис. 14.25).

Реже применяются инжекционные многосопловые горелки (рис. 14.26) и еще реже (в некоторых странах народной демократии) групповые инжекционные горелки со стабилизаторами в виде кольцевого зажигательного пояска (рис. 14.24).

Пример переоборудования на газовое топливо двухжаротрубного котла с помощью инжекционных горелок со стабилизатором фронта горе-

ния в виде кольцевого зажигательного пояска приведен на рис. 15.17. При форсированной работе двухжаротрубных котлов на газовом топливе иногда возникают явления пульсации, сопровождающиеся выбросом пламени через глазки и заслонки. Такое явление свидетельствует о том, что газоходы котла выполнены неправильно. В большинстве случаев пульсация исчезает при устройстве рассечки в поворотной камере, разделяющей потоки продуктов горения, поступающие из двух труб. Рассечки необходимо выполнять таким образом, чтобы отходящие газы встречались не в сборной камере, а во втором газоходе на параллельных потоках. Если этим мероприятием пульсация не устраняется, необходимо проверить все газоходы.

Пульсация при инжекционных горелках (рис. 14.22) возникает и при неправильно выполненных туннелях (зауженных, чрезмерно длинных, разрушенных или оплавленных).

При эксплуатации таких и других котлов на газовом топливе в некоторых случаях наблюдается чрезмерный нагрев кратеров горелок и фронтовых плит. Наиболее часто это возникает при использовании в качестве стабилизаторов горения шамотных горок.

Мерами борьбы с нагревом являются: выполнение футеровки фронтовых плит, плотное примыкание футеровки к плитам и плотное примыкание кратеров горелок к туннелям.

Основные показатели при работе котлов на газовом топливе приведены в табл. 15.6.

Таблица 15.6

Средние теплотехнические показатели работы жаротрубных котлов на газовом топливе

Наименование показателей	Величина показателей
Тепловое напряжение поверхности котлов, *ккал/м²·час*	16000—18000
Коэффициент избытка воздуха	1,1—1,2
Температура продуктов сгорания после котла, °С	300—350
Потери тепла с отходящими газами, %	12—15
Потери тепла в окружающую среду, %	3—5
Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания, %	0
Коэффициент полезного действия, %	78—82

На рис. 15.18 приведен простейший способ переоборудования на газовое топливо водотрубного котла с экранированной топкой типа ДКВ-10, разработанный «Ленгипроинжпроектом» на базе экспериментальных работ института использования газа АН УССР.

Сжигание газа осуществляется с помощью трех уложенных на существующих колосниках щелевых горелок с принудительной подачей воздуха, выполненных по типу, приведенному на рис. 14.32. Размеры горелок: диаметр труб — $2^1/_2''$; диаметр отверстий — 3,5 *мм*, шаг между отверстиями $\sim$ 18 *мм*, число отверстий на трубке — 254.

Принцип работы горелок заключается в выдаче мелких струй газа под углом в поток воздуха, поступающий в огневые щели от дутьевого вентилятора низкого давления.

Расчет огневых отверстий горелок, расположенных в два ряда под углом 120° друг к другу, производится по формулам 14.2—14.4 с коэффициентом расхода $\varphi = 0,6$.

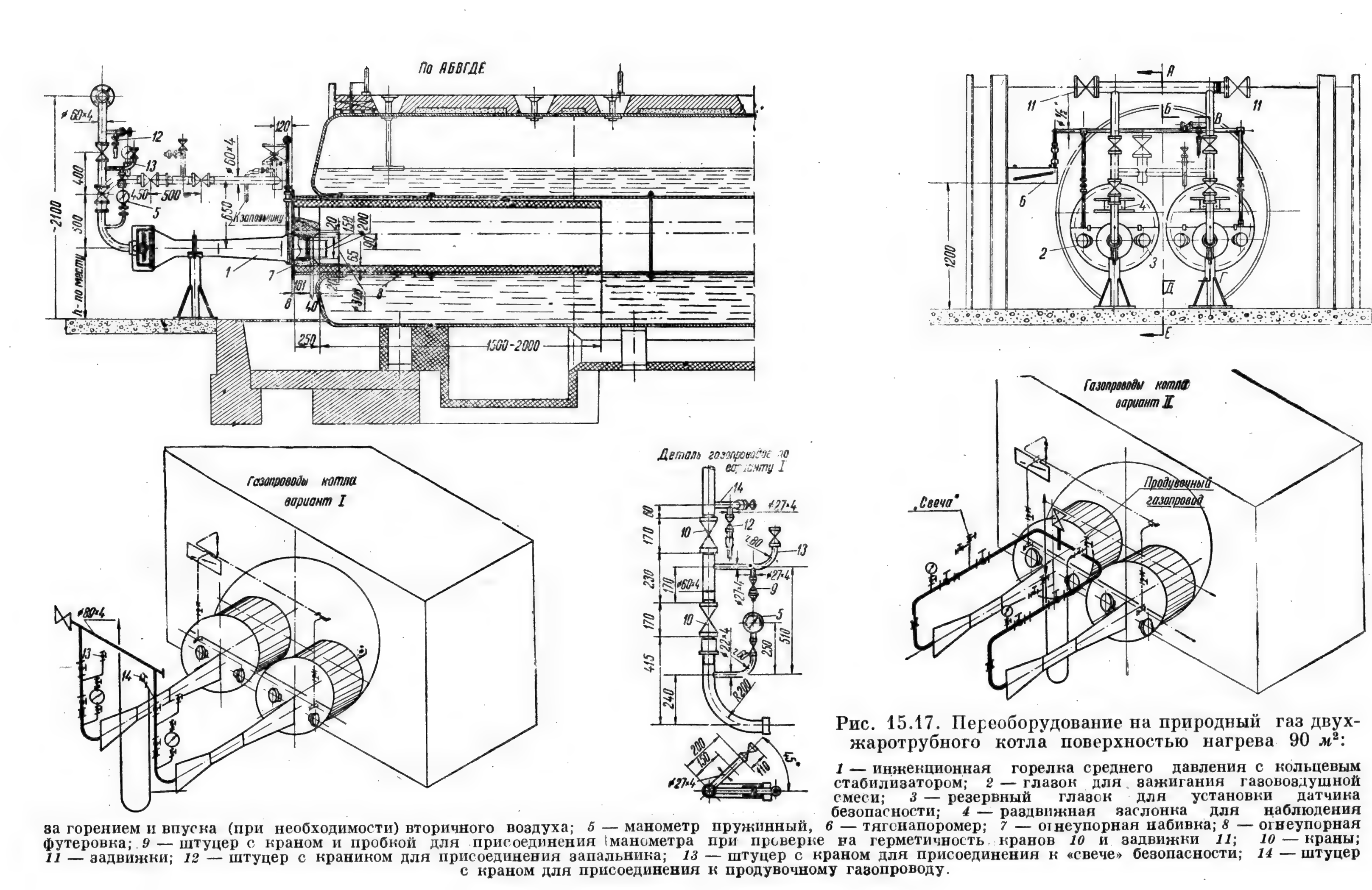


Рис. 15.17. Переоборудование на природный газ двухжаротрубного котла поверхностью нагрева 90 $м^2$:

1 — инжекционная горелка среднего давления с кольцевым стабилизатором; *2* — глазок для зажигания газовоздушной смеси; *3* — резервный глазок для установки датчика безопасности; *4* — раздвижная заслонка для наблюдения за горением и впуска (при необходимости) вторичного воздуха; *5* — манометр пружинный, *6* — тягонапоромер; *7* — огнеупорная набивка; *8* — огнеупорная футеровка; *9* — штуцер с краном и пробкой для присоединения манометра при проверке на герметичность кранов *10* и задвижки *11*; *10* — краны; *11* — задвижки; *12* — штуцер с краником для присоединения запальника; *13* — штуцер с краном для присоединения к «свече» безопасности; *14* — штуцер с краном для присоединения к продувочному газопроводу.

Управление горелками выведено на фронтовую часть котла, но может быть выведено на любую боковую сторону при наличии свободного места.

Зажигание горелок производится с помощью ручного запальника (рис. 14.19), вводимого в топку через каналы *11*. Эти каналы расположены в одной плоскости с горелками и снабжены снаружи закрывающимися лючками. Наблюдение за горением ведется через лючки *15* и каналы *11*.

Для предотвращения поступления газа через горелки в топку работающего котла при прекращении подачи воздуха или снижении его давления на коллекторе установлен автомат блокировки газа и воздуха (рис. 15.16).

Приведенный способ переоборудования котла ДКВ-10 на газовое топливо может применяться и для других котлов любой теплопроизводительности типов ДКВР, КРШ, Шухова-Берлина, Бабкок-Вилькокс и им аналогичных с высокими топками. Основным недостатком рассмотренного способа является то, что он требует проведения значительных демонтажных работ при переводе котлов на другой вид топлива и, в особенности, на твердое топливо.

При недопустимости установки щелевых горелок на поду по причине возможных и частых перебоев в подаче газа их размещают на боковых вертикальных стенках котла с разводкой или минимальной вырезкой (при необходимости) экранных трубок.

Такой способ переоборудования на газовое топливо показан на примере котла ДКВ-2 на рис. 15.19. Котел оборудован четырьмя щелевыми горелками, установленными в нижней части боковых стенок котла по две с каждой стороны. Такая установка горелок обеспечивает равномерное распределение пламени в топке и равномерный нагрев экранных трубок. Отличительной особенностью этих горелок относительно показанных на рис. 14.32 является то, что каждая горелка имеет не одну, а две трубки с огневыми отверстиями, направляющими газ мелкими струями под углом к потоку воздуха.

Трубки в горелке установлены так, что на них не сказывается излучающее действие пламени при работе котла на газовом или другом виде топлива. Для того чтобы не загромождать прохода между котлами, воздушные коробки горелок частично утоплены в кладку топки.

Ширина огневой щели составляет 80 *мм* (против 125 *мм* в подовых горелках). Размеры огневых отверстий 2—3 *мм*, а шаг между ними 5 ÷ 6 диаметров.

Горелки дают слабосветящиеся факелы пламен при давлении газа от 200 до 2000 *мм* вод. ст. Скорость газовоздушной смеси в щели (приведенная к нормальным условиям) 5—15 *м/сек.*

По опытным данным, проведенным Ленгипроинжпроектом,* приведенные характеристики горелки обеспечивают хорошее смешение газа с воздухом, полноту сгорания газа и достаточную стабильность зажигания газовоздушной смеси в щели. Зажигание горелок и наблюдение за горением ведется через раздвигающиеся шторки.

Эти же горелки и принцип переоборудования могут использоваться и для котлов других типов и другой теплопроизводительности при необходимости быстрого перевода с одного вида топлива на другое.

Водотрубные паровые и водонагревательные котлы могут переводиться на газовое топливо и с помощью других газовых горелок, например

---

* Экспериментальные работы по этим горелкам еще не закончены. В настоящее время устанавливаются оптимальные величины для ширины щели, угла наклона огневых отверстий, размеров отверстий, шага между ними и др.

По Б–Б

В
Г
16
1/2 к
1к
2520
17
11
А
9
~880
1/4 к
А
12
В
Г
1
2
600

По А–А

15
768
5
900
4
762
14
Б
9
762
390
14
8
8
8
Б
15

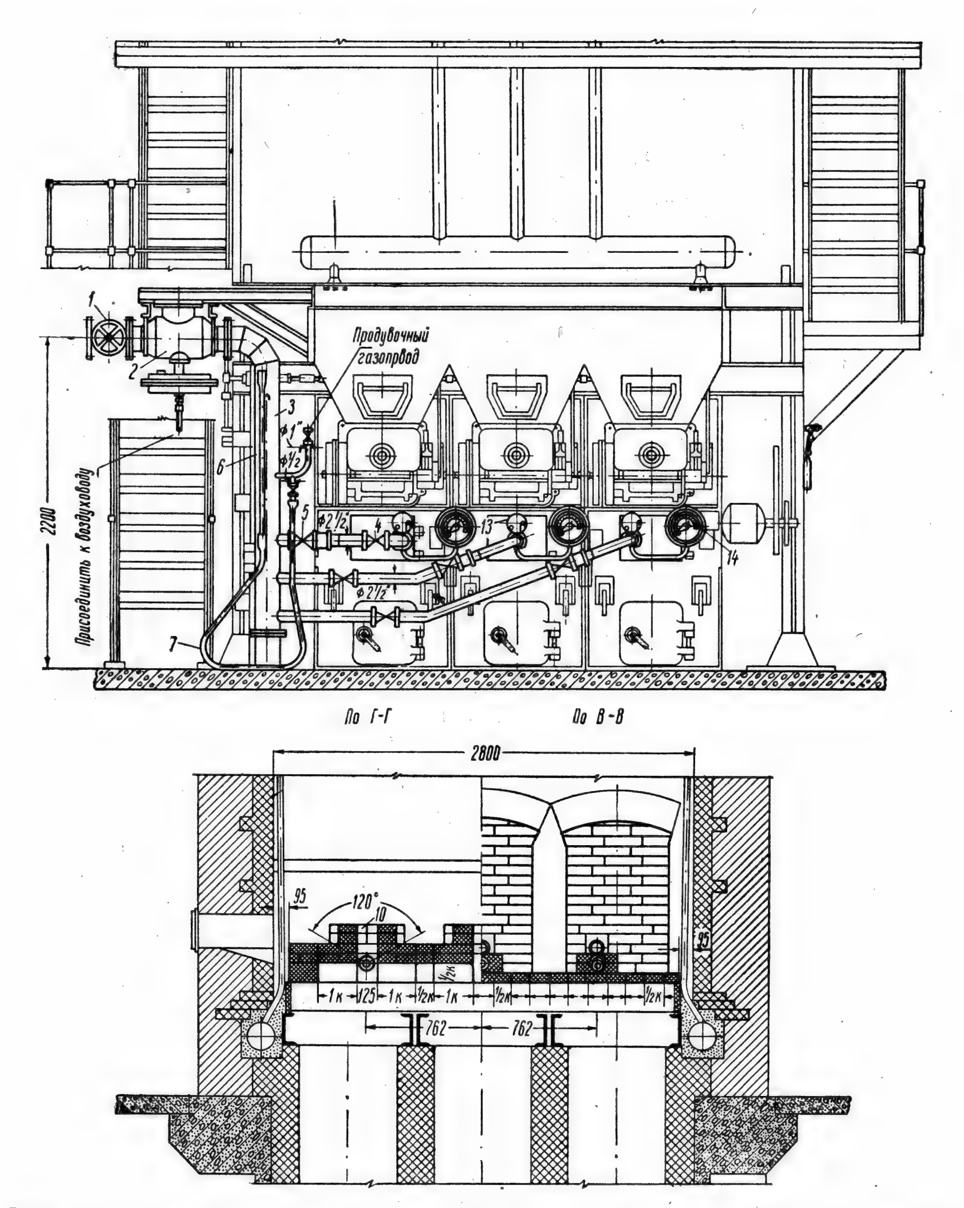
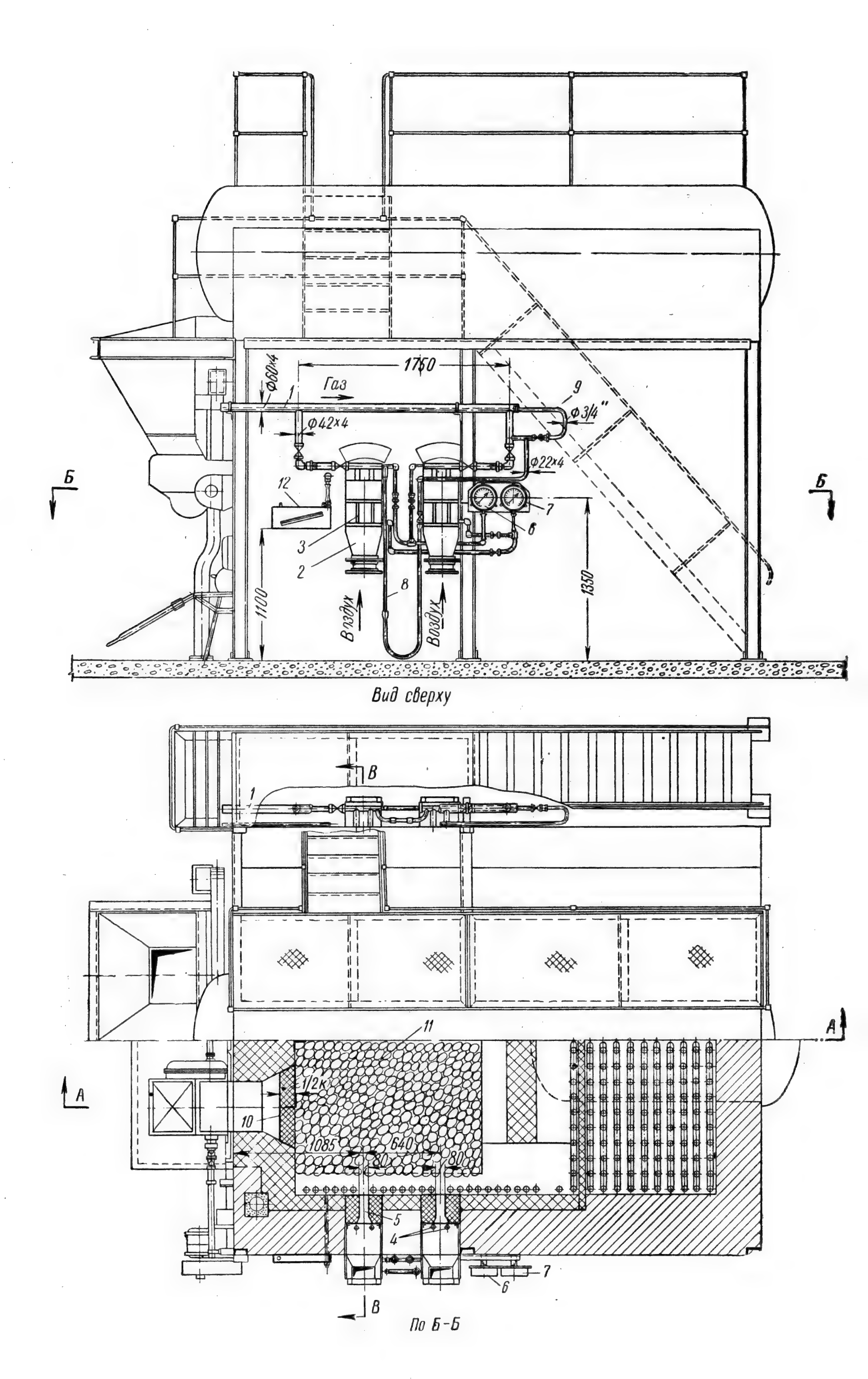


Рис. 15.18. Переоборудование на газовое топливо котла типа ДКВ-10 с помощью установки подовых горелок:

1 — общая отключающая задвижка; *2* — автомат блокировки газа и воздуха; *3* — распределительный коллектор $D_у = 150$; *4* и *5* — краны перед горелками $2^1/_2''$; *6* — запальник; *7* — резиновый шланг запальника; *8* — газовые горелки; *9* — футляр из трубы 3″ для пропуска горелки через кладку; *10* — огневой туннель (щель) из шамотного кирпича класса «А»; *11* — канал из трубы 3″ для ввода в топку запальника; *12* — подвод воздушного дутья; *13* — лючки запального канала; *14* — манометры; *15* — лючки для наблюдения за горением; *16* — закладки из шамотного кирпича; *17* — продувочный газопровод.



1750
Φ60×4
Газ
1
9
Φ3/4"
Φ42×4
Φ22×4
Б
Б
12
7
6
3
2
8
1100
1350
Воздух
Воздух
Вид сверху
В
1
А
11
А
1/2к
10
1085
640
80
80
5
4
7
6
В
По Б-Б

Рис. 15.19. Переоборудование на газовое топливо котла ДКВ-2 с помощью установки щелевых горелок на боковых стенках:

1 — газовый распределительный коллектор; *2* — воздушный короб горелки; *3* — раздвигающиеся шторки для зажигания газа и наблюдения за горением; *4* — трубки с отверстиями для выпуска газа в огневую щель; *5* — огневая щель; *6* — манометр для газа; *7* — манометр для воздуха; *8* — ручной запальник; *9* — совмещенный продувочный газопровод и «свеча» безопасности; *10* — выкладка из шамотного кирпича; *11* — шамотный бой; *12* — тягомер.

инжекционных, приведенных на рис. 14.22—14.26, 14.28 и 14.30, а также работающих на принудительно подающемся воздухе (рис. 14.33, 14.34, 14.36, 14.37, 14.39, 14.40, 14.43, 14.44, 14.46—14.48).

4. Переоборудование на газовое топливо котлов с применением автоматики регулирования и безопасности

На рис. 15.20 показан специальный автоматический газовый водонагреватель типа АГВ-120, предназначенный для горячего водоснабжения и отопления отдельных квартир или коттеджей (см. также водонагреватель АГВ-80 рис. 10.14 ÷ 10.16).

Водонагреватель состоит из вертикального стального оцинкованного изнутри резервуара, жаровой трубы с удлинителем потока дымовых газов, наружного кожуха с теплоизоляцией и газовой горелки.

Кроме того, водонагреватель оборудован блоком автоматического регулирования температуры горячей воды и автоматикой безопасности (рис. 15.21).

Основными элементами двухпозиционной автоматики регулирования и безопасности являются: сильфонный терморегулятор, электромагнитный клапан и термопара.

Емкость водонагревателя по воде 120 *л*, тепловая нагрузка 10 600 *ккал/час*, к. п. д. ~ 80%.

На рис. 15.22 показана схема переоборудования на газовое топливо отопительного малометражного чугунного котла типа ВНИИСТО-М (ч) с пятью секциями.

Переоборудование котла заключается в демонтаже существующей топочной дверцы и установке взамен ее фронтовой плиты, на которой крепится подводящий газопровод и приборы автоматики. Газовая инжекционная горелка (рис. 14.13) устанавливается в нижней части котла на уровне колосников.

Для повышения теплопроизводительности внутри топки над горелкой размещается специальная вставка, прижимающая продукты сгорания к внутренней части секций котла.

В качестве автоматики принята двухпозиционная, аналогичная применяемой в водонагревателях АГВ-80.

Основными элементами этой автоматики являются: терморегулятор, соленоидный клапан, электромагнитный клапан, термопара и запальная горелка.

Характеристика котла приведена в табл. 15.7.

Котлы такого типа предназначаются для отопления отдельных квартир или коттеджей с теплопотерями до 14 000 *ккал/час*.

Котлы устанавливаются в нежилых вентилируемых светлых помещениях, высотой не менее 2,4 *м* и объемом не менее 12 $м^3$, на расстоянии от стен не менее 0,4 *м*.

Блок горелки, автоматика, предохранитель тяги и вставка для этих котлов изготовляются трестом производственных предприятий Мосжилуправления.

Частичная автоматизация (автоблокировка) отопительных водонагревательных котлов с малой теплопроизводительностью при переоборудовании их на газовое топливо с помощью инжекционных многофакельных горелок низкого давления осуществляется по схеме, приведенной на рис. 15.23.

Схема включает как приборы защитной, так и регулирующей автоматики.

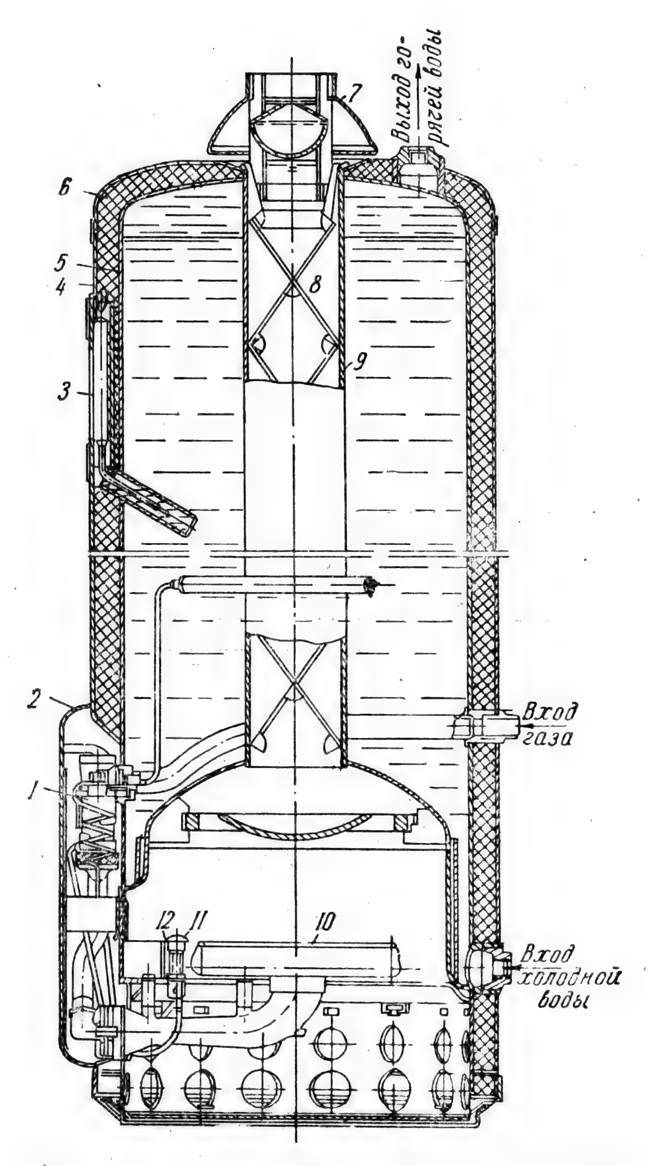


Рис. 15.20. Автоматический газовый водонагреватель АГВ-120:

1 — блок автоматического управления; *2* — дверца; *3* — термометр; *4* — кожух; *5* — резервуар; *6* — теплоизоляция; *7* — предохранитель тяги; *8* — удлинитель потока; *9* — жаровая труба; *10* — инжекционная газовая горелка; *11* — термопара; *12* — запальник.

Таблица 15.7

Характеристика котла ВНИИСТО-М (ч) на 5 секций, переоборудованного для сжигания газа

Наименование показателей	Величина показателей
Поверхность нагрева котла, $м^2$	1,36
Число секций в котле	5
Номинальная тепловая нагрузка, *ккал/час*	18 000
Номинальная теплопроизводительность, *ккал/час*	14 100
Давление газа перед горелкой, *мм* вод. ст.	
максимальное	100
минимальное	40
Минимальное разрежение в дымоходе, *мм* вод. ст.	0,5
К. п. д. котла, %	80
Температура отходящих газов, °С:	
перед предохранителем тяги	300
после предохранителя тяги	180
Пределы настройки терморегулятора, °С	45—80
Точность настройки терморегулятора, °С	5—6
Потеря давления в приборах автоматики при природном газе, *мм* вод. ст.	10—15

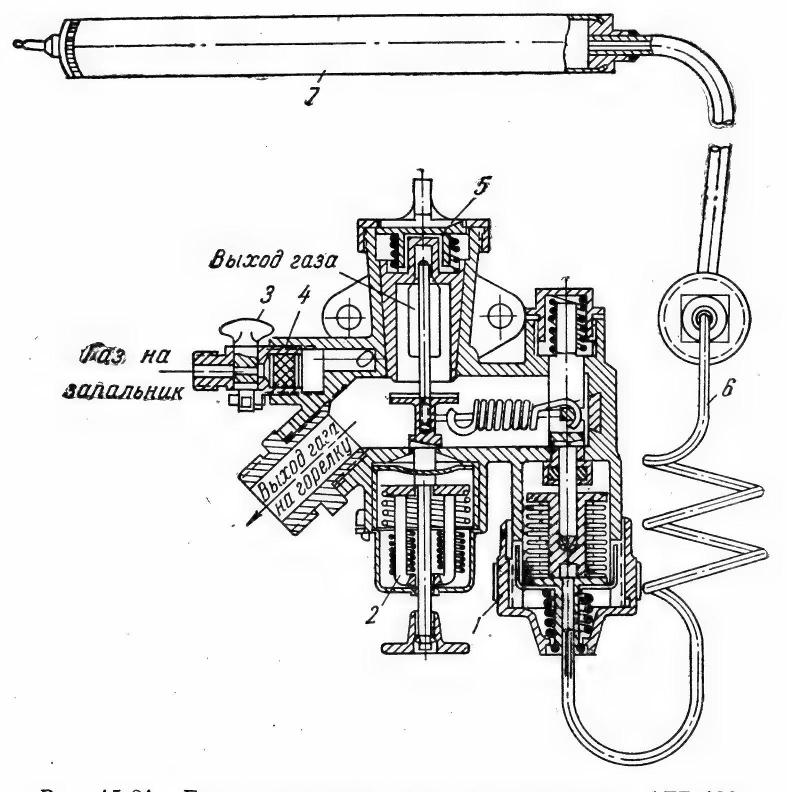


Рис. 15.21. Блок автоматики для водонагревателя АГВ-120:

1 — сильфон терморегулятора; *2* — электромагнитный клапан; *3* — кран запальника; *4* — фильтр; *5* — пробковый кран; *6* — капиллярная трубка; *7* — баллон терморегулятора.

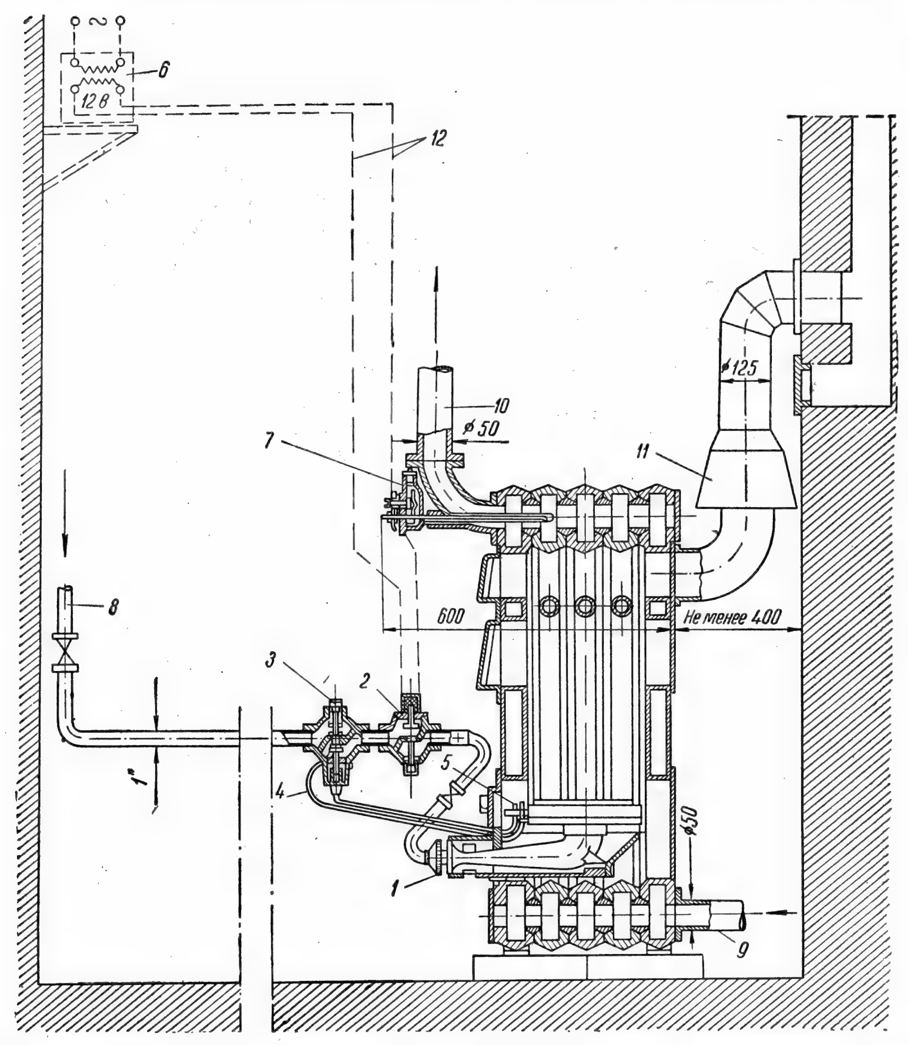


Рис. 15.22. Схема переоборудования на газовое топливо отопительного котла ВНИИСТО-М(ч):

1 — инжекционная горелка; *2* — соленоидный клапан; *3* — электромагнитный клапан; *4* — трубка запальника; *5* — термопара; *6* — понижающий трансформатор с 220 и 127 *в* на 12 *в*; *7* — терморегулятор; *8* — подвод газа; *9* — вход обратной воды; *10* — выход горячей воды; *11* — предохранитель тяги; *12* — электропроводы.

В систему защитной автоматики входят: исполнительный механизм, термоэлектрический датчик, горелка для нагрева спая термопары, горелка для зажигания газовоздушной смеси, вытекающей в топку из основных горелок (запальная горелка), и дроссели.

Исполнительный механизм представляет собой мембранный клапан двухпозиционного действия; он либо открывает либо закрывает доступ газа к основным горелкам, установленным в топке котла. При закрытом положении клапана газ по трубкам может поступать только к электромагнитному клапану и терморегулятору (см. ниже). Термоэлектрический датчик состоит из термоэлемента (термопары) и электромагнитного клапана с пусковой кнопкой.

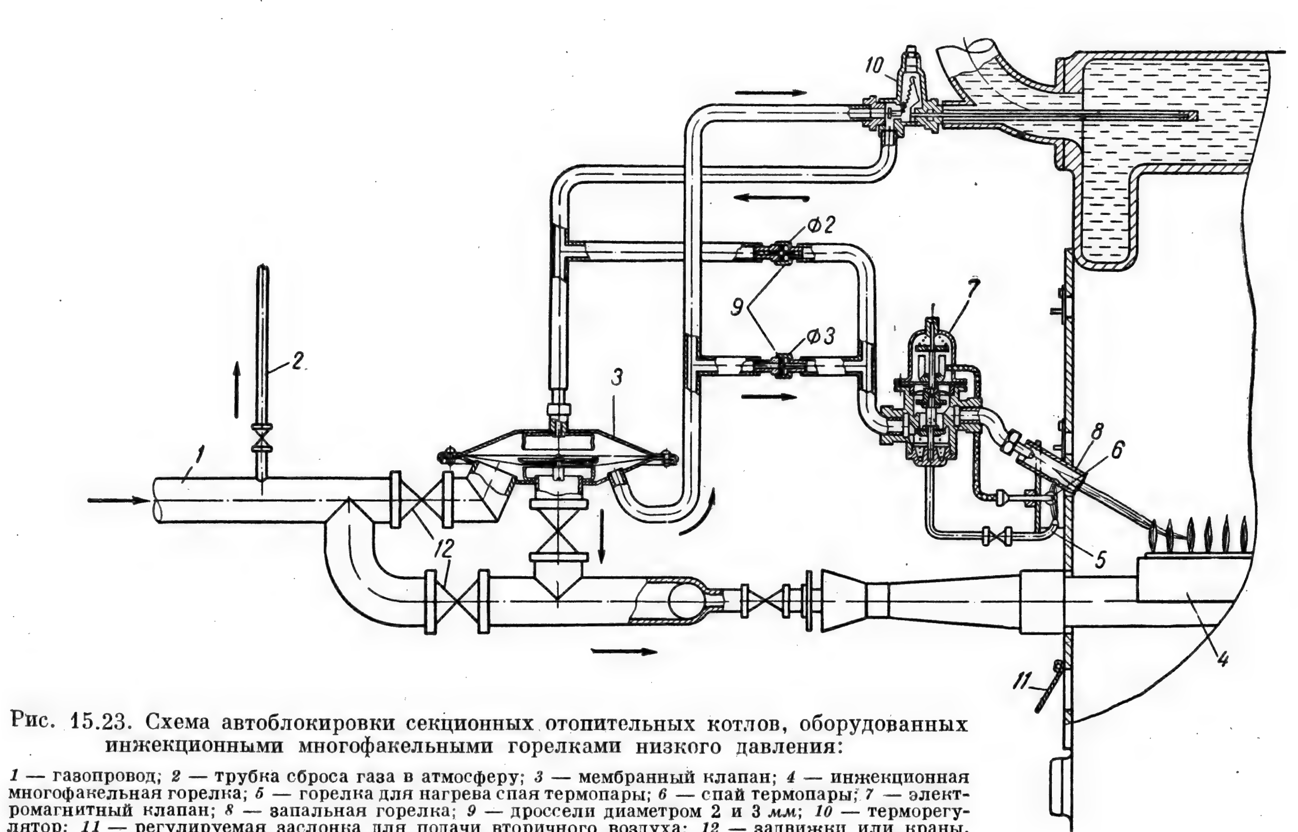


Рис. 15.23. Схема автоблокировки секционных отопительных котлов, оборудованных инжекционными многофакельными горелками низкого давления:

1 — газопровод; *2* — трубка сброса газа в атмосферу; *3* — мембранный клапан; *4* — инжекционная многофакельная горелка; *5* — горелка для нагрева спая термопары; *6* — спай термопары; *7* — электромагнитный клапан; *8* — запальная горелка; *9* — дроссели диаметром 2 и 3 *мм*; *10* — терморегулятор; *11* — регулируемая заслонка для подачи вторичного воздуха; *12* — задвижки или краны.

Электромагнитный клапан представляет собой двухседельный клапан, на штоке которого расположен дисковый якорь. В верхнюю часть прибора встроен электромагнит, возбуждаемый электрическим током, образующимся при нагреве спая термопары.

Для зажигания горелок нажимом кнопки электромагнитного клапана открывают доступ газа к горелке термопары и поджигают выходящий газ. От разогрева спая термопары возникнет электродвижущая сила, благодаря которой электромагнит будет удерживать клапан в открытом положении, давая постоянный доступ газа к горелке спая термопары.

При опускании кнопки газ начнет поступать не только в горелку термопары, но и в запальную горелку. Воспламенение вытекающего из нее газа произойдет за счет пламени горелки термопары.

Расход газа через обе горелки приведет к резкому падению давления газа после дросселя диаметром 3 *мм*, что в свою очередь вызовет падение давления газа в надмембранном пространстве исполнительного механизма, так как оно связано с электромагнитным клапаном импульсной трубкой с дросселем диаметром 2 *мм*.

Когда давление газа в подмембранной полости клапана-отсекателя превысит давление в надмембранной полости, клапан исполнительного механизма откроется и начнет пропускать газ к основным горелкам котла. Воспламенение газовоздушной смеси, вытекающей из основных горелок, произойдет автоматически от факела пламени запальника.

При угасании пламени горелки термопары ее спай охлаждается, термоэлектроток прекращается, якорь и электромагнит размыкаются, благодаря чему клапан под воздействием пружины закрывает пропуск газа. Прекращение протекания газа вызывает быстрое выравнивание давления в мембранных полостях исполнительного механизма и закрытие его клапана под воздействием груза.

Следует отметить, что отсекательный клапан является одновременно предохранителем от понижения давления, в связи с чем величина груза, нагружающего мембрану, подбирается в зависимости от минимального давления, при котором газовые горелки должны отключаться. Для регулирования в водонагревательном котле температуры горячей воды в схему, кроме защитной автоматики, включен регулятор температуры. Назначением этого регулятора является прекращение доступа газа к горелкам при возрастании температуры воды в котле до установленного предела и возобновление работы горелок при падении температуры до заданной величины.

Терморегулятор является прибором двухпозиционного действия; он либо открывает проход импульсного газа в надмембранное пространство исполнительного механизма при возрастании температуры воды в котле, либо полностью закрывает его при падении температуры воды в котле. Его работа основывается на различном температурном удлинении металлов термоэлемента, состоящего из латунной трубки и закрепленного в ней инварового стержня. Настройка терморегулятора позволяет устанавливать любую температуру горячей воды в пределах 50—95° С с точностью до $4 \div 5°$ С.

Когда клапан терморегулятора закрыт (температура воды в котле ниже допустимого предела) в действии находится лишь защитная автоматика, обеспечивающая нормальную работу горелок. При открывании клапана терморегулятора (температура воды в котле поднялась выше заданного предела) импульсный поток газа, текущий по трубкам через дроссели, быстро уравнивает давление в мембранных полостях исполни-

тельного механизма, заставляя его закрыть проход газа к основной горелке. Работа горелки, нагревающей спай термопары, при этом не прерывается, так как ее питание газом производится через электромагнитный клапан. Когда терморегулятор возобновляет поступление газа через открытый клапан исполнительного механизма к основным горелкам, они автоматически зажигаются пламенем запальной горелки.

Полное отключение всей установки происходит только под воздействием защитной автоматики при угасании горелки термопары или уменьшении ее пламени в результате снижения давления газа в сети. При этом электромагнитный клапан в результате падения электродвижущей силы прекращает поток газа к запальным горелкам, а исполнительный механизм к основным, и вся установка прекращает работу до тех пор, пока не будет вновь произведен пуск ее обслуживающим персоналом.

При резко переменном давлении газа в подводящих газопроводах низкого давления в схему автоматики включается регулятор давления, устанавливаемый до исполнительного механизма по ходу газа.

Указанная схема применялась при переоборудовании на газовое топливо водонагревательных котлов типов Стреля и Стребеля большой и малой моделей и других секционных котлов, оборудуемых инжекционными горелками низкого давления.

Монтаж приборов автоблокировки на отопительном котле Стреля большой модели показан на рис. 15.24.

Схема автоблокировки парового котла, оборудованного инжекционными горелками низкого давления, отличается тем, что в нее включен пневматический клапан, который совместно с исполнительным механизмом поддерживает постоянство давления пара в сухопарнике котла (рис. 15.25). Газ к горелкам поступает через мембранный клапан исполнительного механизма. При непостоянном давлении газа до мембранного клапана устанавливается регулятор давления.

При закрытом положении клапана исполнительного механизма газ имеет доступ к электромагнитному клапану, пневматическому клапану и терморегулятору. При закрытом положении этих клапанов газ по импульсным трубкам через дроссели поступает также в надмембранную полость клапана-отсекателя. При отсутствии расхода газа запальником давление в надмембранной и подмембранной полостях исполнительного механизма выравнивается, благодаря чему мембранный клапан не пропускает газ к горелкам.

Зажигание горелок производится аналогично рассмотренному выше водонагревательному котлу.

При достижении заданного давления пара в котле сработает пневматический клапан и откроет доступ газа из подмембранного в надмембранное пространство исполнительного механизма. Это приведет к быстрому выравниванию давлений над и под мембраной, благодаря чему клапан исполнительного механизма закроется и прекратит доступ газа к основным горелкам.

Закрытие доступа газа к основным горелкам происходит и при нагреве воды до заданной температуры. В этом случае сработает терморегулятор и пропустит газ в надмембранное пространство исполнительного механизма.

По мере разбора горячей воды из бойлера и поступления на ее место холодной воды опустится температура и понизится давление пара. Это приведет к срабатыванию пневматического клапана и терморегулятора

Рис. 15.24. Установка приборов автоблокировки на отопительном котле Стреля большой модели:

1—10 — соответствуют схеме рис. 15.23; *11* — предохранительный взрывной клапан.

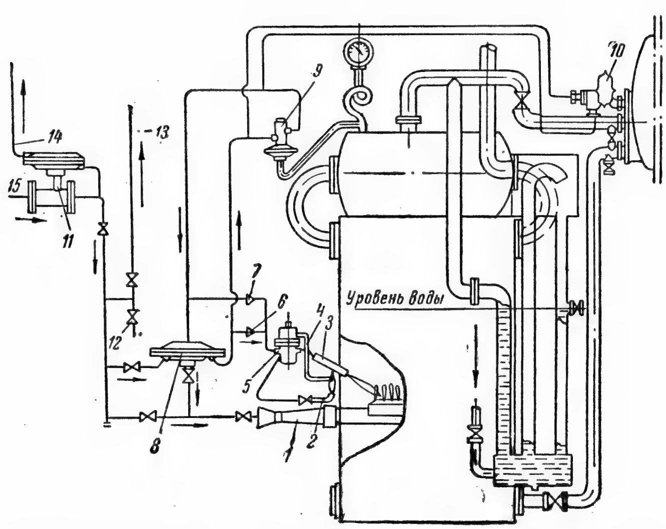


Рис. 15.25. Схема автоблокировки паровых котлов, оборудованных инжекционными многофакельными горелками низкого давления:

1 — инжекционная горелка низкого давления; *2* — горелка для нагрева спая термопары; *3* — запальная горелка; *4* — термопара; *5* — электромагнитный клапан; *6* — дроссель диаметром 3 *мм*; *7* — дроссель диаметром 2 *мм*; *8* — мембранный клапан; *9* — пневматический клапан; *10* — терморегулятор; *11* — регулятор давления (при необходимости); *12* — кран ручного запальника; *13—14* — сброс газа в атмосферу; *15* — подвод газа.

и к перекрытию прохода газа в надмембранное пространство исполнительного механизма.

Наличие дросселя диаметром 2 *мм* приведет к сбросу давления из надмембранного пространства через магнитный клапан в запальную горелку и открытию клапана исполнительного механизма.

При угасании горелки термопары электродвижущая сила в цепи термопары исчезнет, электромагнитный клапан закроет проход газа к горелке термопары и запальной горелке. Это приведет к выравниванию давлений в полостях исполнительного механизма и отключению газа, поступающего к основным горелкам.

По указанной схеме переоборудуются на газовое топливо паровые котлы малой мощности (давление до 0,7 $кГ/см^2$), оборудованные инжекционными горелками низкого давления.

Пример монтажа приборов автоблокировки на паровом котле Стребеля показан на рис. 15.26.

Схема автоблокировки паровых котлов (давление пара до 0,7 $кГ/см^2$), оборудованных газовыми горелками с принудительной подачей воздуха на примере одножаротрубного котла, приведена на рис. 15.27. Эта схема остается неизменной и для водонагревательных котлов с той лишь разницей, что вместо регулятора давления пара устанавливается регулятор температуры горячей воды. Газ из газопровода поступает в мембранный клапан *1* и одновременно в его подмембранное пространство. Надмембранное пространство клапана соединяется с атмосферой и с газовоздушным (*3*) и электромагнитным (*9*) клапанами. Из мембранного клапана газ направляется через задвижку *6* и дроссельную заслонку механизма пропорционирования *7* в горелку с принудительной подачей воздуха *8*. Питание газом запальной горелки *12* и горелки термопары *11* производится через электромагнитный клапан.

Подача воздуха в горелку осуществляется через ручную заслонку *18* и дроссельную заслонку для воздуха *13* механизма пропорционирования *14*.

На воздухопроводе перед ручной заслонкой имеется ответвление, по которому воздух подводится в надмембранное пространство газовоздушного клапана и в надмембранное пространство механизма пропорционирования.

Надмембранное пространство механизма пропорционирования с помощью импульсной трубки соединяется с пропорционирующим регулятором давления пара *17*. При нормальной работе горелок якорь трехходового электромагнитного клапана притянут к полюсам электромагнита. Вследствие этого открыт проход газа к запальным горелкам, из которых одна служит для зажигания основной горелки, а другая для подогрева спая термопары. Надмембранное пространство исполнительного механизма соединено с атмосферой, поэтому мембрана его под действием давления газа снизу находится в верхнем положении, и мембранный клапан открыт.

При повышении давления пара в котле регулятор давления пара постепенно открывает проход для воздуха и тем самым уменьшает давление воздуха в надмембранном пространстве механизма пропорционирования. Последнее вызывает перемещение мембраны и связанных с ней при помощи рычагов дроссельных заслонок. Дроссельные заслонки при этом прикрываются и уменьшают подачу газа и воздуха в горелку котла.

При дальнейшем увеличении давления пара в котле подача газа и воздуха уменьшается еще больше, постепенно доходя до предела, при котором компенсируются только тепловые потери котла.

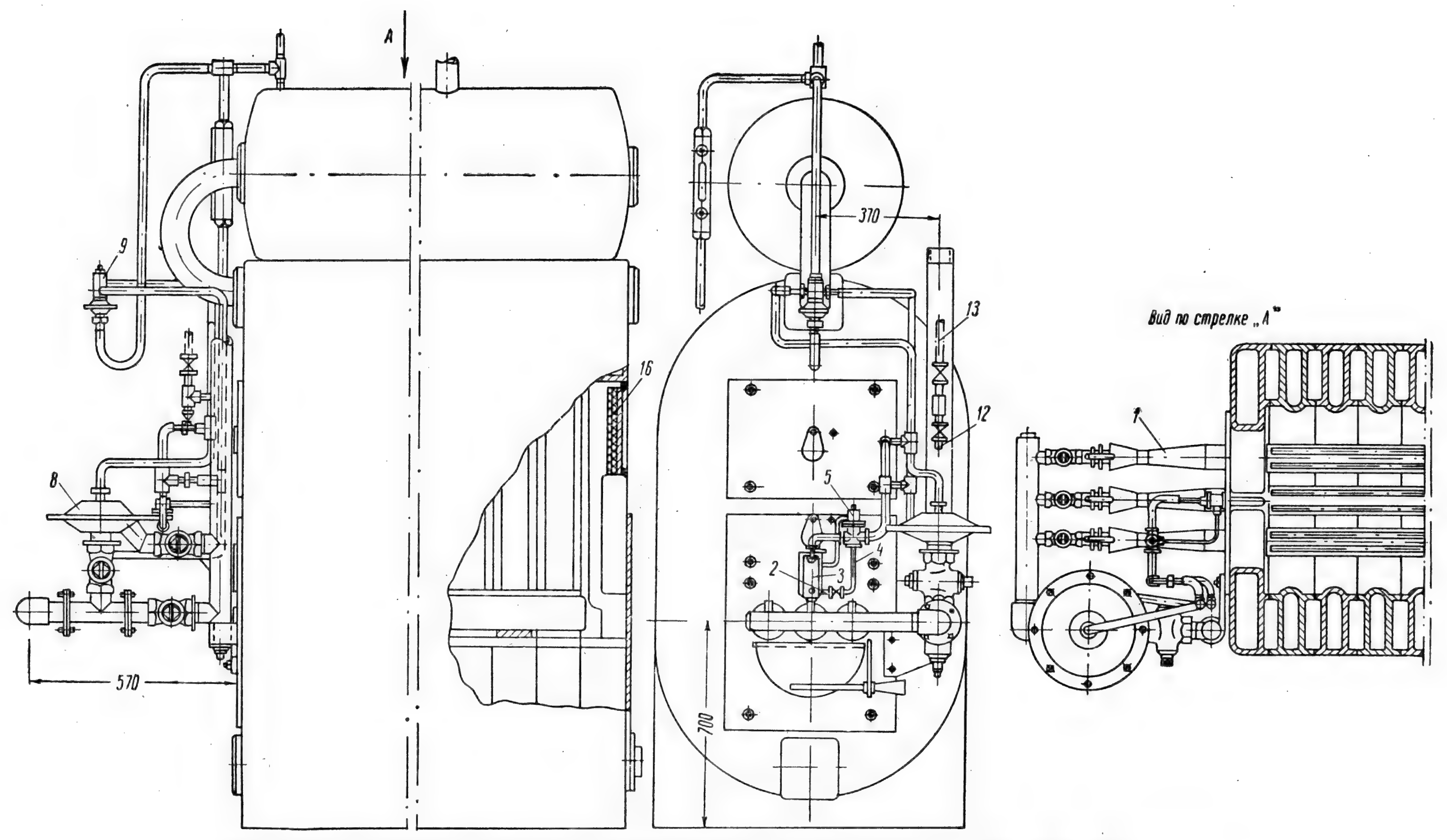


Рис. 15.26. Установка приборов автоблокировки на паровом котле Стребеля большой модели:
1—13 — соответствуют схеме рис. 15.25; *16* — предохранительный взрывной клапан.

При снижении давления пара в котле клапан регулятора давления пара будет постепенно закрываться, вследствие чего подача воздуха к механизму пропорционирования увеличится, его мембрана опустится и постепенно откроются дроссельные заслонки.

В случае прекращения подачи воздуха давление над мембраной газовоздушного клапана упадет, его мембрана вместе с клапаном под действием давления газа поднимется и откроет доступ газа в надмембранное

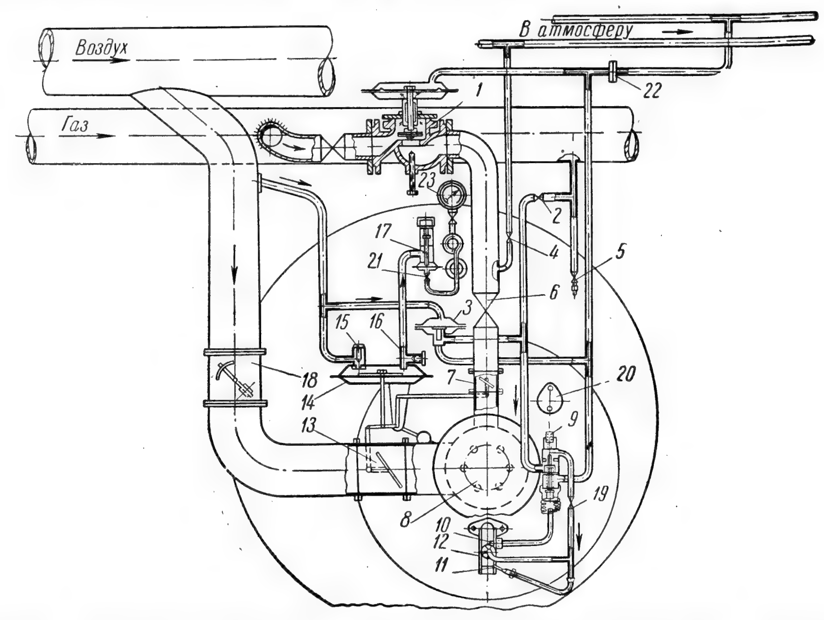


Рис. 15.27. Схема автоматического управления водонагревательными и паровыми котлами, оборудованными газовыми горелками с принудительной подачей воздуха:

1 — исполнительный механизм — мембранный клапан; *2* — кран отключения автоматики; *3* — газовоздушный клапан; *4* — кран для сброса газа в атмосферу; *5* — кран со штуцером для ручного запальника; *6* — кран (задвижка) на газопроводе перед горелкой; *7* — дроссельная заслонка на газопроводе; *8* — газовая горелка с принудительной подачей воздуха; *9* — электромагнитный клапан; *10* — термопара; *11* — горелка термопары; *12* — запальная горелка; *13* — дроссельная заслонка для воздуха; *14* — мембранный механизм пропорционирования газа и воздуха; *15* — игольчатый вентиль; *16* — пусковой винт; *17* — пропорционирующий регулятор давления пара; *18* — ручная дроссельная заслонка; *19* — кран для отключения горелки термопары и запальника; *20* — глазок; *21* — кран отключения регулятора давления пара; *22* — дроссель; *23* — манометр.

пространство исполнительного механизма. При этом давление с обеих сторон мембраны выравняется, и клапан под влиянием веса движущихся частей закроется и прекратит доступ газа к горелкам котла. При возобновлении подачи воздуха восстановившееся давление над мембраной газовоздушного клапана закроет его и прекратит доступ газа в надмембранное пространство клапана-отсекателя. Это пространство связано с атмосферой, поэтому давление в нем быстро снизится и мембранный клапан под давлением газа снизу откроет проход для газа в горелки котла, которые воспламенятся от горящего запальника.

В случае прекращения подачи газа и угасания горелки термопары спай остынет, термоэлектродвижущая сила в цепи исчезнет, якорь электромагнитного клапана под влиянием пружины отойдет от полюсов электромагнита и переместит клапан, который перекроет проход газа к запальной горелке и к горелке термопары, и газ будет поступать в надмембранное пространство исполнительного механизма.

Вследствие этого мембранный клапан закроется и отключит подачу газа к горелкам котла (небольшое количество газа будет уходить в атмосферу). Поступление воздуха в топку котла при этом будет продолжаться, что обеспечит ее вентиляцию. При пуске котла необходимо закрыть газовую задвижку и дроссельную заслонку воздуха, нажать кнопку трехходового электромагнитного клапана, обеспечив подвод газа к запальной горелке и горелке термопары, и зажечь их.

Когда термопара достаточно нагреется, кнопка отпускается, постепенно открывается задвижка и дроссельная заслонка воздуха и горелка котла воспламеняется от горящего запальника.

На рис. 15.28 показана принципиальная схема и установочный вид комплексной пневматической автоматики института использования газа АН УССР, предназначенной для отопительных водонагревательных котлов с поверхностью нагрева до 25—30 $м^2$, оборудуемых инжекционными горелками низкого давления*. Эта автоматика обеспечивает поддержание постоянной температуры в отапливаемых зданиях, вне зависимости от колебаний температур наружного воздуха, а также повышает экономичность и безопасность сжигания газа.

Для выполнения указанных функций схема предусматривает наличие автоматики регулирования и автоматики безопасности.

Автоматика регулирования обеспечивает регулирование тепловой нагрузки котлов в зависимости от соотношения температур наружного воздуха и горячей воды, регулирование соотношения газа и воздуха, регулирование величины тяги и стабилизацию давления газа в газопроводе перед котлами.

Автоматика безопасности предусматривает отключение подачи газа к горелкам при угасании пламени, чрезмерном снижении давления газа, аварийном уменьшении тяги и при повышении температуры воды на выходе из котла сверх заданной величины (обычно от 95 до 98° С).

Принцип действия автоматики регулирования заключается в следующем: газ из городского газопровода низкого давления проходит регулятор (стабилизатор) давления *1*, газовый ротационный счетчик (на схеме не показан) и поступает в исполнительный механизм *18*, устанавливаемый на газопроводе каждого котла.

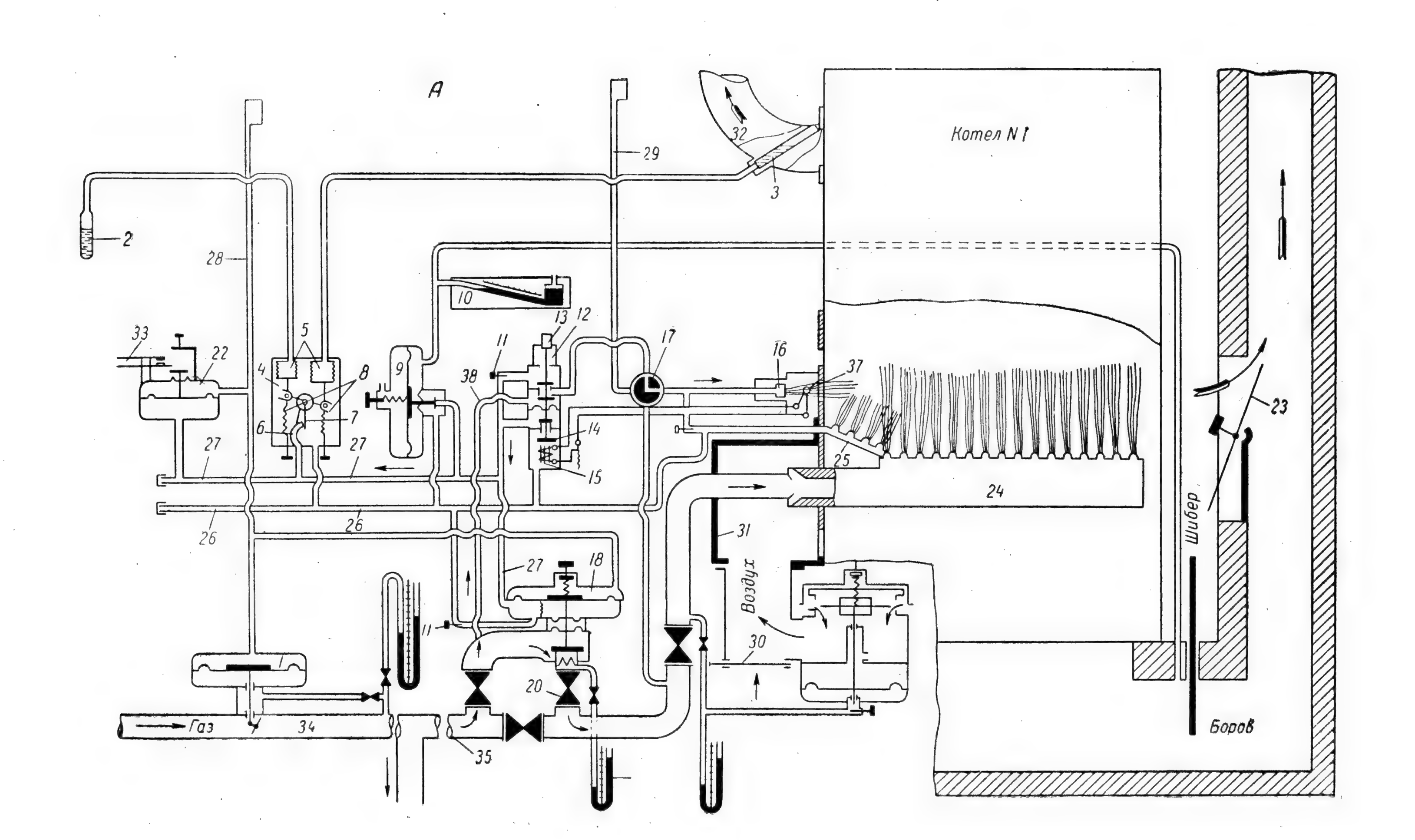
При подаче котельной газа среднего давления стабилизатор давления *1* заменяется обычным ГРП на конечное низкое давление.

Исполнительный механизм, представляющий собой мембранный клапан, служит для регулирования количества газа, поступающего к газовым горелкам и, как следствие, для регулирования температуры нагреваемой воды и теплопроизводительности котла.

Регулирование количества газа, проходящего через клапанное отверстие исполнительного механизма к горелкам, достигается за счет изменения величины импульсного давления газа, подводимого через электромагнитный клапан *12* по импульсной трубке *27* в подмембранное пространство исполнительного механизма и в трубку истечения *6* регулятора соотношения температур *4*.

Увеличение сброса импульсного газа через сопло трубки истечения *6* в трубку сброса *26* приводит к снижению давления под мембраной исполнительного механизма, прикрытию его клапана и уменьшению подачи

* Эта же автоматика может применяться для секционных водонагревательных котлов с большей поверхностью нагрева при оборудовании их подовыми горелками (рис. 14.32), работающими без дутья.



А
Котел N 1
Газ
Воздух
Шибер
Боров

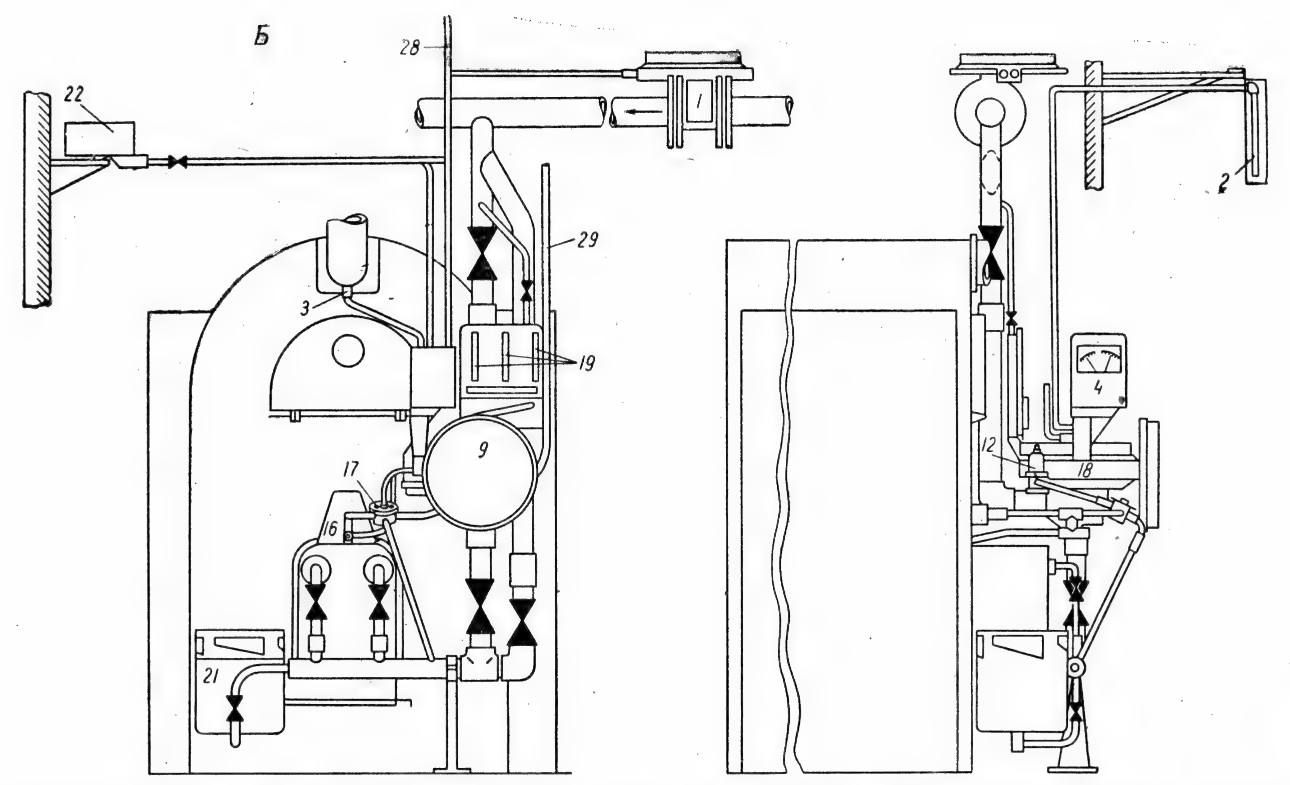


Рис. 15.28. Комплексная автоматика для водонагревательных котлов, оборудованных инжекционными горелками низкого давления (*А* — схема; *Б* — установка приборов):

1 — регулятор давления прямого действия (стабилизатор давления); *2* — датчик температуры наружного воздуха (термобаллон манометрического термометра); *3* — датчик температуры горячей воды (термобаллон манометрического термометра); *4* — регулятор соотношения температур; *5* — чувствительные элементы датчиков температур (сильфоны); *6* — сопло подвижной трубки сброса импульсного газа; *7* — клапан, регулирующий сброс импульсного газа из сопла; *8* — регулировочные пружины; *9* — реле тяги; *10* — тягомер; *11* — регулируемые (настроечные) дроссели; *12* — электромагнитный клапан; *13* — пусковая кнопка; *14* — якорь электромагнита; *15* — электромагнит; *16* — горелка термопары; *17* — четырехходовый кран; *18* — исполнительный механизм (мембранный клапан); *19* — манометр; *20* — кран; *21* — пропорционирующий воздушный клапан; *22* — сигнальное реле; *23* — заслонка для регулирования тяги; *24* — основная горелка; *25* — запальная горелка; *26* — трубка сброса импульсного газа; *27* — трубка подачи импульсного газа; *28* — трубка, соединяющая надмембранные полости регулятора давления, сигнального реле и исполнительного механизма с атмосферой; *29* — продувочная трубка; *30* — ручная заслонка для регулирования подачи воздуха в короб и вентиляции топки; *31* — короб; *32* — трубопровод горячей воды; *33* — провода в схему сигнализации; *34* — газопровод котельной; *35* — газопровод котла № 1; *36* — газопровод котла № 2; *37* — спай термопары; *38* — трубка подвода газа к электромагнитному клапану.

газа к горелкам. Уменьшение сброса ведет к повышению давления импульсного газа под мембраной исполнительного механизма и увеличению расхода газа горелками.

Регулирование величины сброса импульсного газа осуществляется автоматически регулятором соотношения температур в зависимости от соотношения температур наружного воздуха и горячей воды.

Датчиками регулятора соотношения температур являются два манометрических термометра, капиллярные трубки которых соединены с сильфонами. Термобаллоны манометрических термометров устанавливаются на наружной стене отапливаемого здания *2* и на трубопроводе горячей воды *3*. При изменении температур изменяется и давление насыщенных паров жидкости в термобаллонах и сильфонах, что приводит к перемещению последних. Так как сильфоны связаны рычагами — один с подвижной трубкой истечения импульсного газа *6*, другой с прикрывающим ее подвижным клапаном *7*, то перемещение сильфонов ведет к увеличению или уменьшению истечения импульсного газа в трубку сброса и изменению импульсного давления под мембраной исполнительного механизма.

Таким образом, при изменении температур наружного воздуха или горячей воды регулятор соотношения температур изменяет давление газа в импульсной трубке, что приводит к плавному перемещению клапана исполнительного механизма и соответственному изменению расхода газа.

Настройка регулятора соотношения температур производится изменением натяга пружин и относительного расположения сопла трубки истечения и клапана, регулирующих величину импульсного давления газа. Нормально регулятор настраивается так, чтобы включение газа к главным горелкам происходило при температуре наружного воздуха ниже +10° С и температуре воды на выходе из котла +45° С. Рабочий диапазон регулирования по температуре наружного воздуха от +10° С до —30° С.

Количество воздуха, поступающего в инжекционные горелки в виде первичного воздуха и в топку котла в виде вторичного и избыточного воздуха регулируется пропорционирующим клапаном *21*. Пропорционирующий клапан представляет собой пневматический мембранный сервомотор, приводимый в действие давлением газа перед горелками. Профиль окон, через которые поступает воздух из окружающей атмосферы, обеспечивает линейную зависимость между расходом газа и воздуха при стабильной тяге. Для устранения влияния тяги на инжекцию первичного воздуха инжекторы горелок вместе с поддувальным пространством помещены в короб, к которому присоединен пропорционирующий клапан.

Регулирование величины тяги осуществляется с помощью поворачивающейся на горизонтальной оси заслонки *23* с противодействующим грузом, установленной на дымоходе. При повороте заслонки, происходящем под воздействием разности давлений атмосферного воздуха в котельной и продуктов сгорания в дымоходе, происходит впуск холодного воздуха в дымоход. Это приводит к увеличению удельного веса газов и их количества и, как следствие, к снижению тяги до величины, заданной противодействующим грузом.

По опытным данным такой регулятор тяги имеет нечувствительность ±0,1 *мм* вод. ст. и может устанавливаться в дымоходе, создающем разрежение в топке не менее 2 *мм* вод. ст. при наихудших условиях (при максимальной температуре наружного воздуха и минимальной тепловой нагрузке котельной).

Основным прибором автоматики безопасности является термоэлектрический датчик (состоящий из электромагнитного клапана *12* и термопары *37*), выполняющий функции отключения газа при угасании пламени горелки термопары *16*.

При помощи этого датчика осуществляется также зажигание запальной и основных горелок котла и включение в работу автоматики регулирования.

При нажатии пусковой кнопки *13* открывается средний клапан электромагнитного клапана *12*, что обеспечивает проход газа из трубки *38* через четырехходовый кран *17* в горелку термопары *16* и запальную горелку *25*. Верхний и нижний клапаны при этом закрыты и не дают прохода газа из электромагнитного клапана в импульсную трубку *27* и трубку сброса *26*, и якорь *14* электромагнита *15* прижат к его сердечнику. При зажигании газа, вытекающего из горелки термопары (одновременно воспламеняется и газ, вытекающий из запальной горелки), ее спай нагревается, возникает электродвижущая сила, приводящая к тому, что якорь останется в притянутом к сердечнику электромагнита положении при опускании кнопки. Потребное время для нажимания кнопки и установления электродвижущей силы в 6—7 *мв* составляет 40—60 сек. При опускании кнопки открывается верхний клапан электромагнитного клапана, что дает проход газу через дроссель *11* в импульсную трубку *27* и обеспечивает включение основной автоматики в работу.

Включение основных горелок осуществляется открытием соответствующих кранов. Воспламенение вытекающей из них газовоздушной смеси происходит автоматически за счет пламени запальной горелки.

При угасании пламени горелки термопары ее спай интенсивно охлаждается проходящим через горелку под воздействием тяги в котле холодным воздухом. Выработка термоэлектротока прекращается, и якорь электромагнита под воздействием пружины возвращается в исходное положение. Вместе с якорем перемещается средний клапан электромагнита, закрывающий доступ газа к горелке термопары и запальной горелке, и открывается нижний клапан, соединяющий трубку импульсного давления с трубкой сброса. Последнее приводит к падению давления в импульсной трубке до величины атмосферного давления и отключению исполнительным механизмом газа, поступающего к основным горелкам. Время срабатывания электромагнитного клапана и исполнительного механизма после угасания пламени горелки термопары составляет 8—10 сек.

Отключение газа, подаваемого основным горелкам, при чрезмерном падении давления осуществляется исполнительным механизмом за счет веса движущихся частей и пружины, настроенной на минимальное давление отключения, равное ~20 *мм* вод. ст. (нормальный диапазон работы исполнительного механизма, обеспечивающий плавное изменение подачи газа горелкам и его отсечку, укладывается в пределы изменения импульсного давления от 20 до 60 *мм* вод. ст.). Отключение подачи газа при аварийном уменьшении тяги осуществляется при срабатывании реле тяги *9*. Срабатывание этого реле приводит к перепуску газа из импульсной трубки в трубку сброса, падению давления импульсного газа в подмембранной полости исполнительного механизма и закрытию его клапана.

Отключение подачи газа при повышении температуры горячей воды выше допустимых пределов осуществляется за счет соответствующей настройки регулятора соотношения температур. При повышении температуры горячей воды до опасного предела открывается заслонка *7* и газ

через сопло трубки истечения *6* отводится в трубку сброса *26*. При этом падает импульсное давление и закрывается клапан исполнительного механизма.

Рассмотренная схема автоматики позволяет передавать на диспетчерский пункт или в любое другое удобное место световой или звуковой сигнал с помощью реле *22* об отключении котельной. Чрезмерное падение давления импульсного газа, подводимого к реле сигнализации, приводит к замыканию электрических контактов и возникновению желаемого сигнала.

На рис. 15.29 приведена принципиальная схема и установочный вид комплексной автоматики того же института, предназначенной для водонагревательных котлов с поверхностью нагрева до 100—120 *м*², оборудуемых газовыми горелками, работающими на принудительно подающемся воздухе. Эта схема отличается от рассмотренной выше (рис. 15.28) наличием регулятора соотношения газа и воздуха *40* и реле воздуха *39*.

Регулятор соотношения состоит из мембранной головки и корпуса с заслонками типа жалюзи. К внешней стороне мембраны регулятора соотношения подводится газ, а к внутренней стороне — воздух, отбираемый после жалюзи. При равенстве давлений газа и воздуха мембрана регулятора остается неподвижной, а при неравенстве сдвигается до тех пор, пока давление воздуха за счет перемещения жалюзи не сравняется с давлением газа. Настройка регулятора соотношения осуществляется с помощью настроечных дросселей.

Регулятор соотношения работает при изменении давления газа перед горелкой в пределах от 60 до 5 *мм* вод. ст. Погрешность по соотношению расходов газа и воздуха составляет около 5%, а нечувствительность около 1 *мм* вод. ст.

При отличающихся давлениях газа и воздуха этот регулятор настраивается на необходимое соотношение расходов с помощью дроссельных заслонок, устанавливаемых на воздухопроводе до регулятора и после него.

Реле воздуха *39* служит для отключения подачи газа при остановке вентилятора или чрезмерном падении давления воздуха по другим причинам. При падении давления воздуха мембрана реле, перемещаясь вниз, дает проход импульсному газу в трубку сброса. Это приводит к падению давления импульсного газа под мембраной исполнительного механизма, опусканию его клапана и отключению подачи газа.

Автоматика по рис. 15.28 и 15.29 изготовляется заводом «Газприбор» Управления газового хозяйства г. Киева.

На рис. 15.30 приведена приближенная принципиальная схема комплексной автоматики «Мосгазпроекта», предназначенной для водонагревательных котлов, оборудуемых инжекционными горелками среднего давления с пластинчатыми стабилизаторами. *

Схема автоматики предусматривает автоматическое пропорциональное изменение температуры горячей воды в отопительных системах жилых и общественных зданий в зависимости от изменения температуры наружного воздуха. Схема состоит из автоматики: регулирования, безопасности, подпитки отопительной системы водой и сигнализации отклонения от заданных режимов.

---

* Схема и приборы автоматики разработаны инж. Казанцевым.

Основным прибором автоматики регулирования является исполнительный механизм (регулятор расхода газа) *8*, оборудованный двумя регуляторами управления *5* и *6* и терморегулятором *7*. Командным прибором исполнительного механизма является терморегулятор с двумя термобаллонами. Один термобаллон *13* устанавливается с наружной стороны здания, а другой *10* в сосуде с проточной горячей водой.

Снижение температуры наружного воздуха вызывает уменьшение объема и давления жидкости в термобаллоне *13*, что приводит к открытию клапана терморегулятора и через посредство регулятора управления к открытию клапана исполнительного механизма. Это, в свою очередь, ведет к повышению давления газа и увеличению его расхода газовыми горелками.

Увеличенный расход газа приводит к повышению температуры горячей воды, увеличению объема и давления жидкости в термобаллоне *10* и прикрытию клапана терморегулятора и клапана исполнительного механизма.

Система приходит в равновесие, когда увеличение давления газа перед горелками и повышение температуры горячей воды прекратятся.

При повышении температуры наружного воздуха весь процесс будет происходить в обратном порядке.

Настройка автоматики регулирования укладывается в пределы от 360 до 30 *мм* рт. ст. по конечному давлению, что соответствует пределам устойчивой работы инжекционных горелок среднего давления с пластинчатыми стабилизаторами.

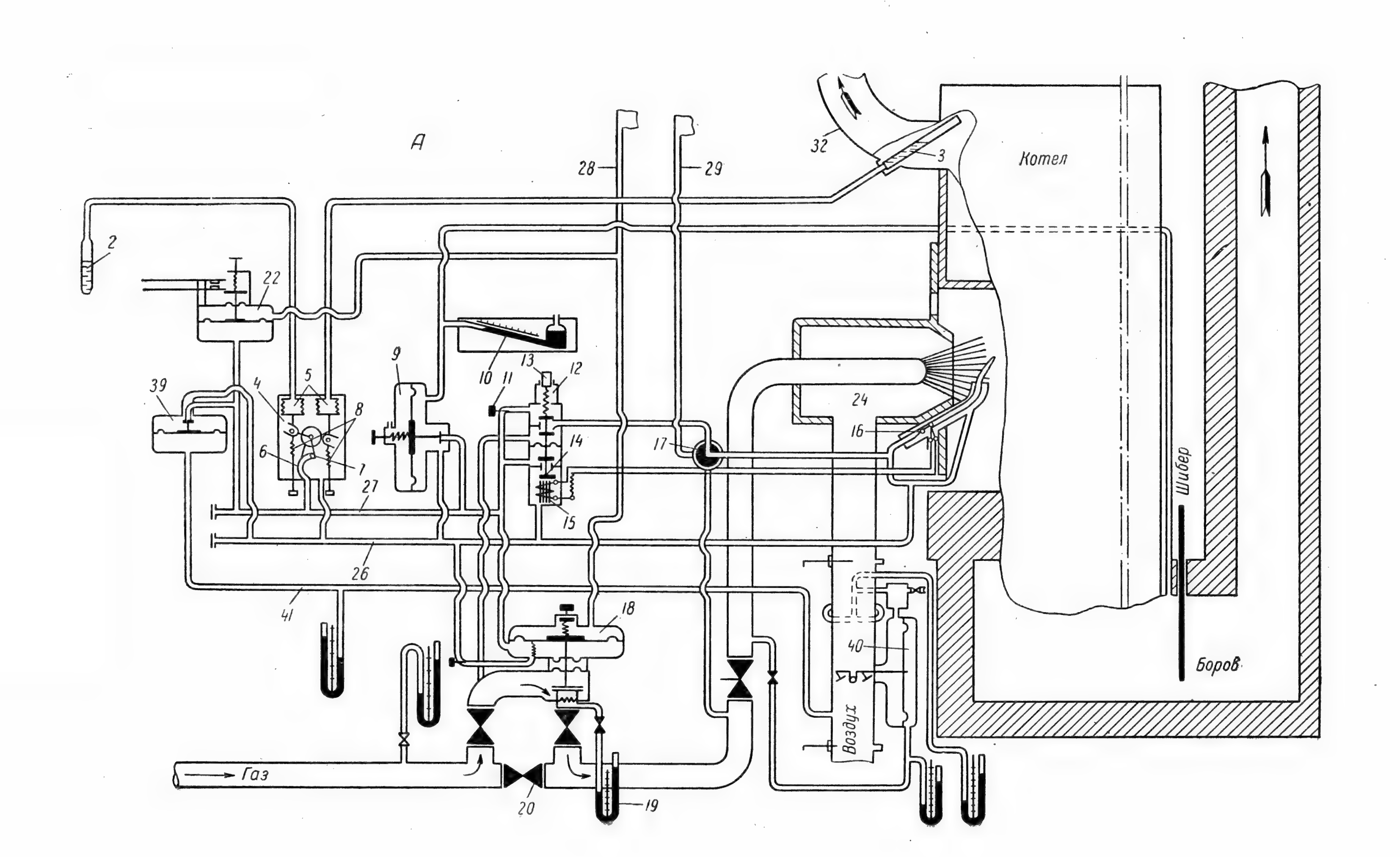
Автоматика безопасности состоит из приборов общекотельных и приборов для каждого котла. К общекотельной автоматике безопасности относится предохранительный запорный клапан *2*, отключающий газ при чрезмерном повышении или снижении его давления (после исполнительного механизма) и прибор контроля циркуляции воды *4*. При отсутствии циркуляции воды (например, при остановке насосов) прибор контроля *4* отключает подачу газа к регуляторам управления и терморегулятору, что приводит к закрытию клапана исполнительного механизма и отключению подачи газа.

В блок автоматики безопасности каждого котла входят: электромагнит *16* прибора контроля погасания пламени, прибор контроля давления газа *17* перед горелками, прибор контроля разрежения *15* и сигнальный переключатель *26—27*. Все эти приборы механически связаны с переключателем *14* отсекательного клапана *21* (механическая связь приборов на схеме не видна).

При отклонении от нормы любого из контролируемых приборами параметров переключатель *14* отключает надмембранное пространство отсекательного клапана *21* от атмосферы и сообщает его с газопроводом перед клапаном. Это приводит к отключению отсекательным клапаном подачи газа к горелкам котла. Одновременно срабатывает сигнальный переключатель *26—27*, включающий систему сигнализации.

Контроль наличия пламени производится фотосопротивлением *23*, которое условно установлено на запальной горелке и связано проводами с прибором контроля погасания пламени *35* (фотосопротивление может размещаться в любом удобном для падения лучей пламени месте).

Основным элементом прибора контроля пламени является милливольтметр (с встроенным в него фотосопротивлением), на стрелке которого укреплена легкая пластинка.



А
Котел
Шибер
Боров
Воздух
Газ

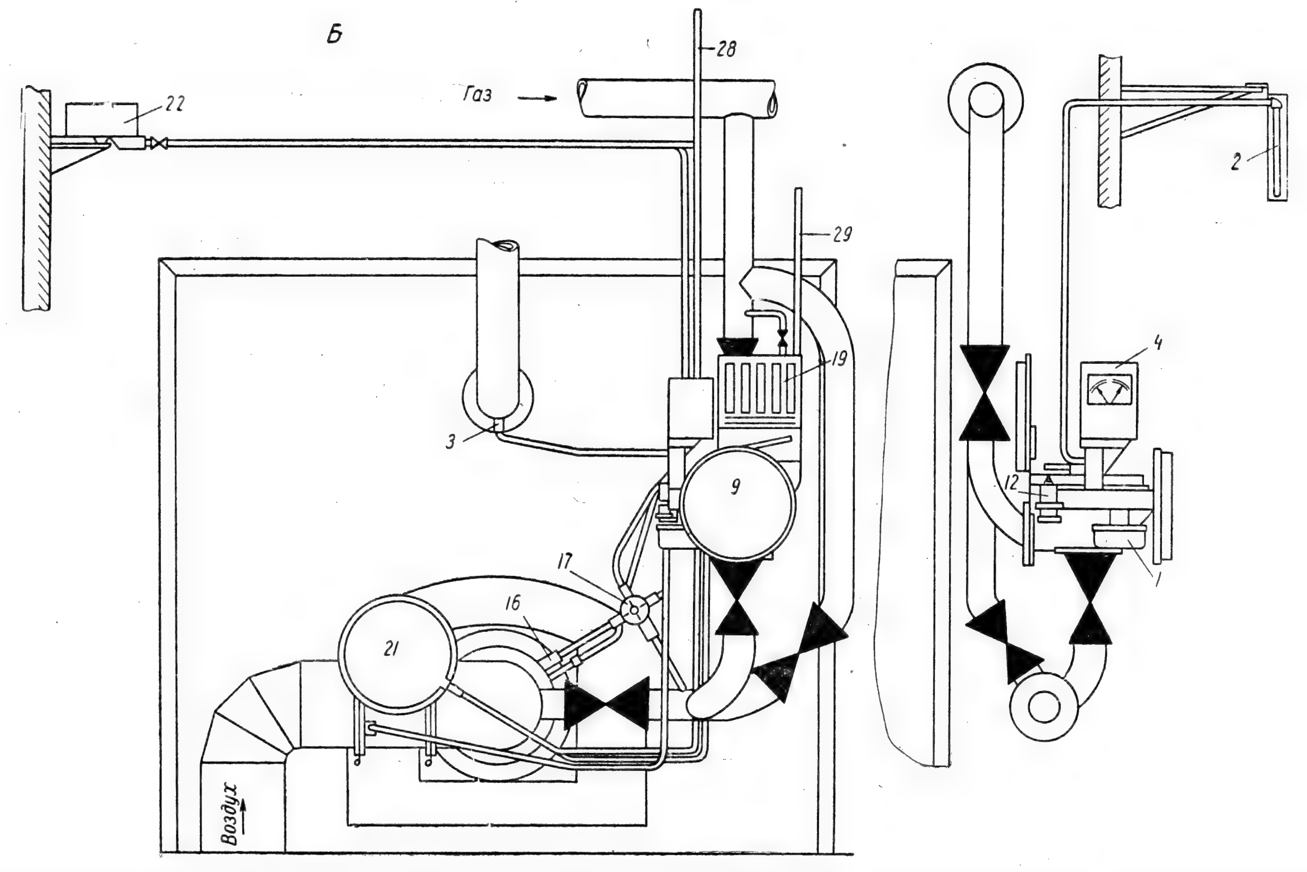


Рис. 15.29. Комплексная автоматика для водонагревательных котлов, оборудуемых газовыми горелками с принудительной подачей воздуха (*А* — схема, *Б* — установка приборов):

39 — реле воздуха; *40* — регулятор соотношения газа и воздуха; *41* — импульсная трубка воздуха; остальные обозначения см. на рис. 15.28.

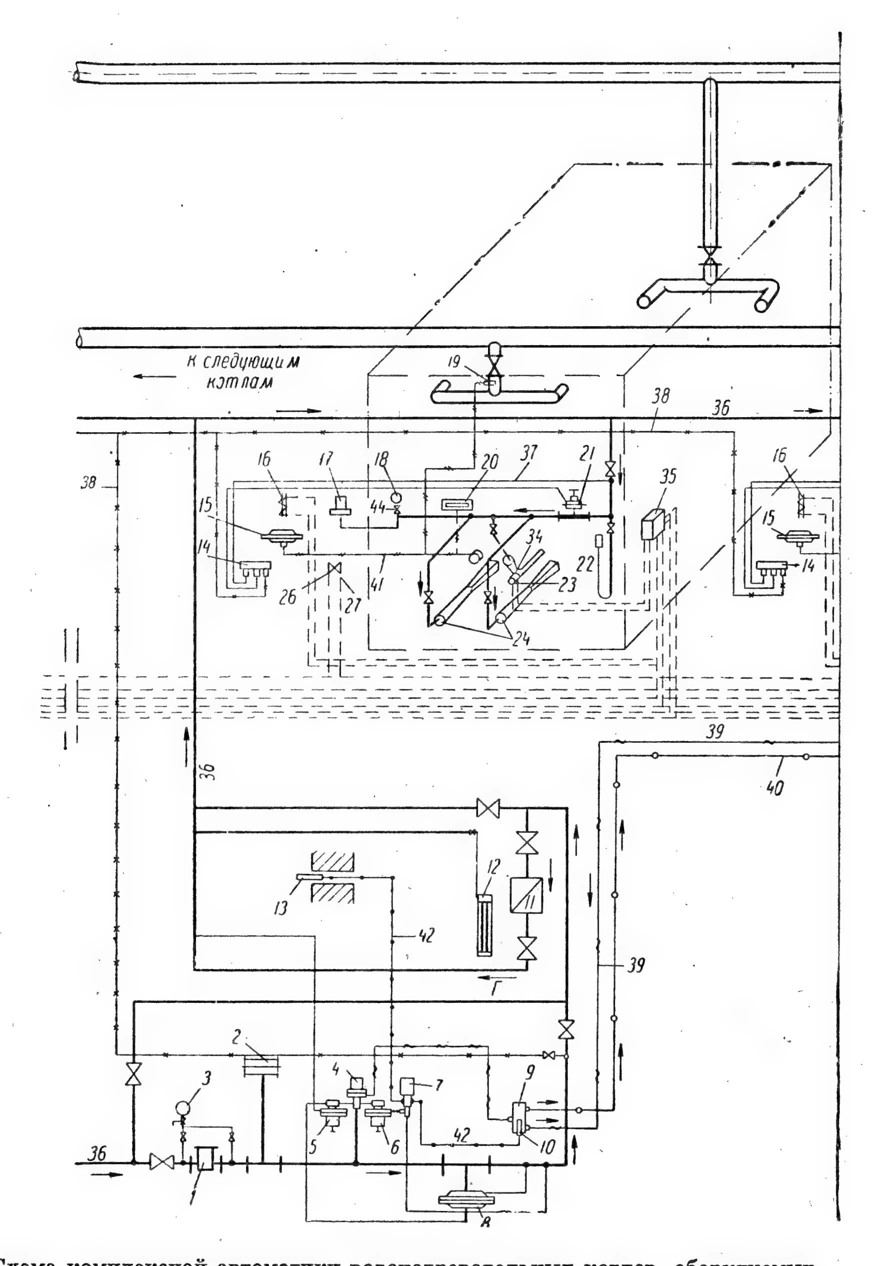
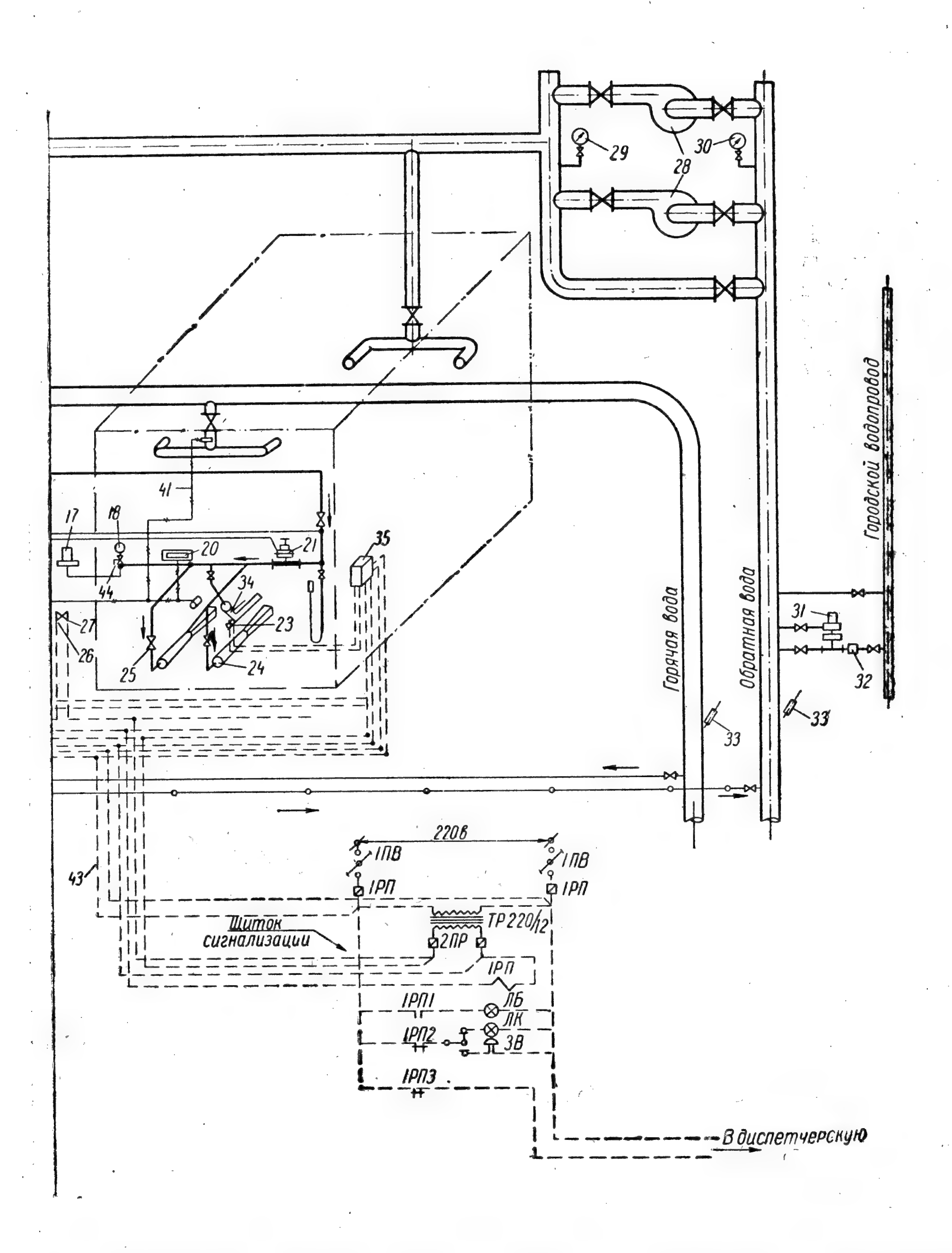


Рис. 15.30. Схема комплексной автоматики водонагревательных котлов, оборудуемых

1 — фильтр; *2* — предохранительный запорный клапан; *3* — манометр пружинный; *4* — прибор
тельный механизм; *9* — сосуд с горячей водой; *10* — термобаллон горячей воды; *11* — ротационный
ключательный клапан; *15* — прибор контроля разрежения; *16* — электромагнит прибора контроля
контроля температуры воды в котле; *20* — тягомер; *21* — отсекательный клапан; *22* — ручной за
25 — краны; *26* и *27* — контакты сигнальных переключателей; *28* — центробежный насос; *29* и
клапан; *33* — термометр; *34* — запальная горелка; *35* — прибор контроля угасания пла
горячей воды; *40* — трубки обратной воды; *41* — импульсные трубки разрежения; *42* — капиллярные
трансформатор; *1ПВ* — переключатель; *1РП* — реле; *1РП1* — нормально замкнутый контакт; *1РП2*
зво



инжекционными горелками среднего давления с пластинчатыми стабилизаторами:

контроля циркулирующей воды; *5* и *6* — регуляторы управления; *7* — терморегулятор; *8* — исполни-
счетчик; *12* — манометр V-образный ртутный; *13* — термобаллон наружного воздуха; *14* — пере-
угасания пламени; *17* — прибор контроля давления газа; *18* — манометр пружинный; *19* — прибор
пальник; *23* — прибор контроля горения; *24* — газовая инжекционная горелка среднего давления;
30 — манометры; *31* — прибор автоматической подпитки водой системы отопления; *32* — обратный
мени; *36* — газопроводы; *37* — импульсные трубки газовые; *38* — продувочные трубки; *39* — трубки
трубки, заполненные керосином; *43* — электрические провода; *44* — трехходовые краны; *ТР* —
и *1РП3* — нормально разомкнутые контакты; *ЛБ* — лампа белая; *ЛК* — лампа красная; *Зв* —
нок.

При погасании запальной горелки стрелка милливольтметра отклоняется до упора и пластинка закрывает доступ света к фотосопротивлению милливольтметра. Это вызывает срабатывание реле прибора контроля погасания пламени и электромагнита *16* и отключение подачи газа горелкам котла.

Прибор контроля температуры воды в котле *19* состоит из корпуса с трубкой, внутри которой помещен биметаллический термоэлемент и клапан, находящийся под воздействием термоэлемента. Трубка прибора омывается горячей водой. Когда температура воды в котле достигнет заданного предела (95—98° С), биметаллический термоэлемент откроет клапан. Это приведет к резкому уменьшению разрежения в импульсной трубке, соединяющей прибор контроля разрежения с топкой, вызовет срабатывание отсекательного клапана и отключение газа.

Автоматическая подпитка водой системы отопления осуществляется через специальный регулятор *31*, поддерживающий постоянное давление воды в обратной линии. Перед этим регулятором установлен обратный клапан *32*, предотвращающий попадание обратной воды отопительной системы в городской водопровод.

Щит сигнализации отклонения от заданных режимов устанавливается в диспетчерской или другом удобном месте. На щите размещено реле IРП, последовательно с которым соединены контакты *26—27* автоматики безопасности. При нормальной работе контакты *26—27* всех котлов и контакт IРП1 замкнуты, и горит белая лампа. При отключении одного или одновременно всех котлов контакты *26—27* размыкаются, реле IРП обесточивается, контакт IРП1 размыкается, контакты IРП2 и IРП3 замыкаются, белая лампа гаснет, а красная включается.

Включение контактов *26—27* производится персоналом диспетчерской только после выявления причин отключения котлов и исправления обнаруженных дефектов в автоматической системе. На щитке в этом случае загорается белая лампа, свидетельствующая о нормальной работе котельной. Автоматика по схеме рис. 15.30 в настоящее время проходит проверку в эксплуатационных условиях. Не исключено, что результаты эксплуатации внесут в схему некоторые непринципиальные уточнения и изменения.

На рис. 15.31 приведена принципиальная схема электрогидравлической автоматики, предназначенной для паровых котлов типов ДКВ, КРШ, Бабкок-Вилькокс, Гарбе и им аналогичных.

Газ низкого давления после ГРП (на схеме не показан) поступает через газопроводы и приборы автоматики к горелкам, работающим на принудительно подающемся воздухе.

В каждый котел устанавливается по две горелки типа приведенной на рис. 14.37.

При отсутствии газа горелки допускают работу на жидком топливе за счет ввода через центральную трубу горелки мазутной форсунки. Установка горелок производится на фронтовой стене топки, в которой делаются отверстия с разгрузочными сводами над ними.

Схема предусматривает наличие на каждом котле: автоматики регулирования процесса горения и питания, автоматики безопасности, приборов контроля и сигнализации.

Регулирование процесса горения преследует цель поддержания в заданных пределах давления пара, соотношения газа и воздуха и разрежения в топке котла и осуществляется с помощью электрогидравлической схемы регуляторов завода «Комега».

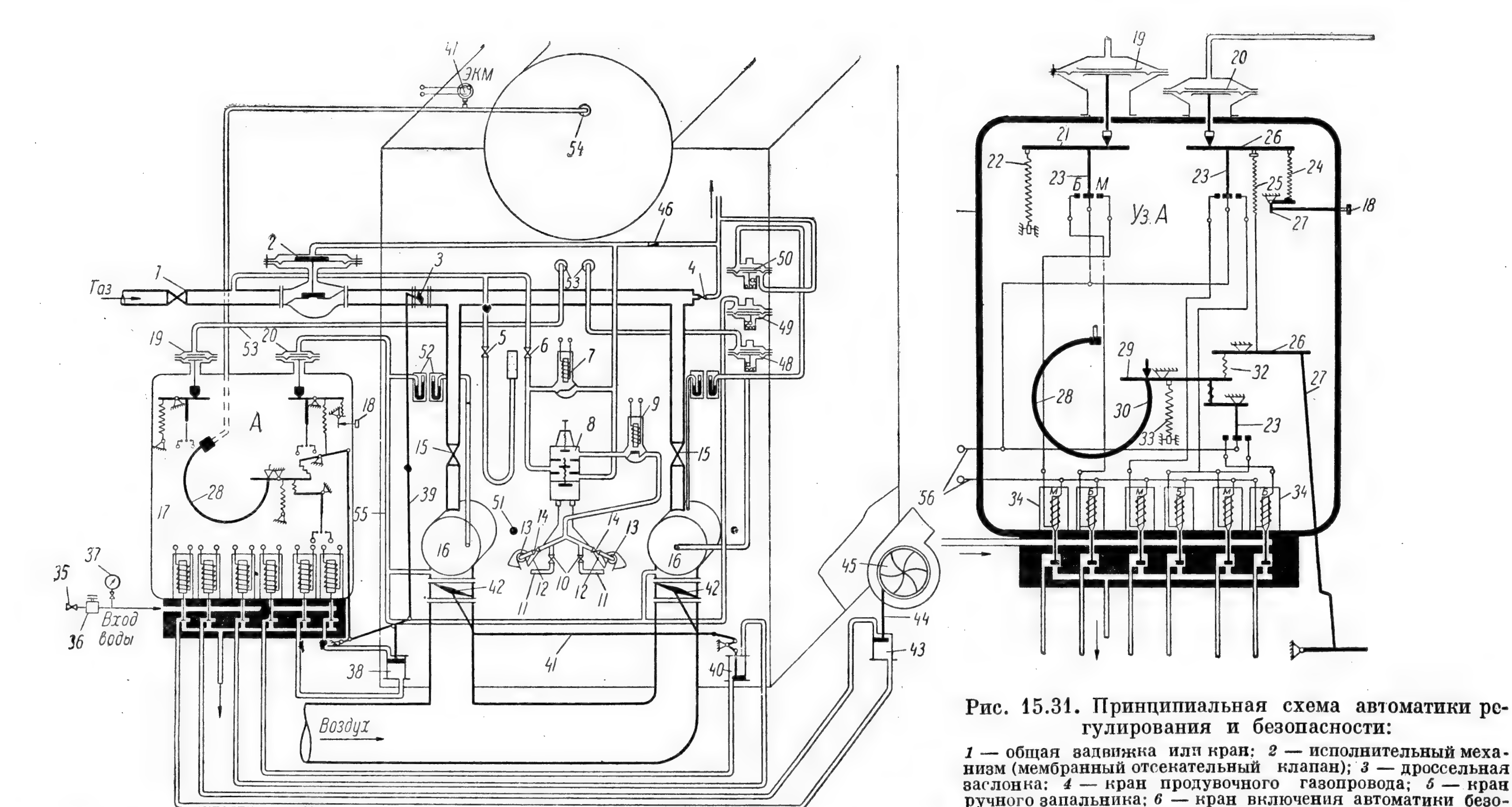


Рис. 15.31. Принципиальная схема автоматики регулирования и безопасности:

1 — общая задвижка или кран; *2* — исполнительный механизм (мембранный отсекательный клапан); *3* — дроссельная заслонка; *4* — кран продувочного газопровода; *5* — кран ручного запальника; *6* — кран включения автоматики безопасности; *7* — соленоидный клапан; *8* — электромагнитный клапан; *9* — соленоидный клапан; *10* — краны горелок термопар; *11* — горелки термопар; *12* — термопары; *13* — запальные горелки; *14* — краны запальных горелок; *15* — краны горелок; *16* — горелки; *17* — блок регуляторов; *18* — корректор блока регуляторов; *19* — регулятор разрежения; *20* — регулятор соотношения газа и воздуха; *21* — рычаг электрозолотника регулятора разрежения; *22* — регулирующая пружина; *23* — электрозолотник; *24* — пружина корректора; *25* — пружина настройки; *26* — рычаг; *27* — тяга обратной связи; *28* — манометрическая трубка; *29* — рычаг регулятора; *30* — тяга; *31* — стойка; *32* — пружина; *33* — пружина настройки; *34* — электрогидрореле; *35* — вентиль на подводе воды; *36* — редуктор; *37* — манометр; *38* — сервомотор газа; *39* — рычаг сервомотора газа; *40* — сервомотор воздуха; *41* — рычаг сервомотора воздуха; *42* — дроссельная заслонка на воздухопроводе; *43*—сервомотор разрежения; *44*—рычаг сервомотора разрежения; *45* — направляющий аппарат дымососа; *46* — дроссель; *47* — электроконтактный манометр; *48* — сигнализатор падения разрежения; *49* — сигнализатор падения давления воздуха; *50* — сигнализатор падения давления газа; *51* — глазок для наблюдения за горением и ручного зажигания горелок; *52* — V-образные манометры — для газа и воздуха; *53* — трубка импульса разрежения; *54* — трубка импульса пара; *55* — трубка импульса воздуха; *56* — подвод тока 24 *в*.

Автоматика безопасности предназначена для отключения подачи газа при угасании пламени постоянно горящих запальников, падении давления газа и воздуха перед горелками ниже допустимых пределов, падении разрежения в топке и превышении давления пара в барабане котла выше допустимых величин.

Контрольно-измерительные приборы предназначены для контроля работы котла и его наладки, а также для настройки автоматики регулирования и безопасности.

Принцип работы автоматики регулирования процесса горения заключается в следующем. Регулятор давления пара получает импульс в барабане котла и через электрогидрореле управляет сервомотором газа *38*, шток которого через систему рычагов связан с регулирующей заслонкой *3*, управляющей подачей газа к горелкам.

Регулятор давления пара имеет жесткую обратную связь по положению сервомотора газа и обеспечивает пропорциональное регулирование с неравномерностью давления в пределах от 0,2 до 1,0 $кГ/см^2$.

Регулятор соотношения газа и воздуха *20* получает импульс по расходу газа от сервомотора газа и от давления воздуха перед горелкой и через электрогидрореле своим сервомотором *40* воздействует на регулирующую заслонку *42*, установленную на воздуховоде. Регулятор разрежения *19* получает импульс из верхней части топки котла и через электрогидрореле сервомотором *43* воздействует на направляющий аппарат дымососа.

При нарушении соответствия между производством пара и потреблением его изменяется давление в барабане котла, благодаря чему регулятор давления изменяет подачу газа. Одновременно регулятор соотношения изменяет подачу воздуха и приводит ее в соответствие с подачей газа. Изменение расхода газа и воздуха вызывает изменение разрежения в топке котла, которое восстанавливается до заданной величины регулятором разрежения, воздействующим через сервомотор на направляющий аппарат дымососа.

Основным прибором автоматики безопасности является исполнительный механизм *2*, надмембранное пространство которого через дроссель *46* связано с продувочным трубопроводом (безопаснее его связывать с атмосферой специальной трубкой, в которой никогда не может быть давления выше атмосферного).

При нормальной работе котла клапан исполнительного механизма находится в открытом положении за счет давления газа, поступающего под мембрану. При погасании пламени горелки термопары остынет ее горячий спай, упадет электродвижущая сила и электромагнитный клапан *8*, сработав, перепустит газ в надмембранное пространство исполнительного механизма.

При этом давление в надмембранном и подмембранном пространствах сравняются и клапан под действием веса закроется, прекратив поступление газа к горелкам. После устранения причин срабатывания электромагнитного клапана и зажигания горелки термопары подача газа в надмембранное пространство исполнительного механизма прекратится, избыток давления сбросится через дроссель в атмосферу, и клапан под действием давления газа в подмембранном пространстве откроется.

При падении разрежения в топке котла более допустимой величины сработает сигнализатор падения разрежения *48*, замыкая своими контактами цепь катушки соленоидного клапана. Это приведет к перепуску газа в надмембранное пространство исполнительного механизма и отключению газа.

При падении давления газа или воздуха перед горелками ниже допустимой величины срабатывает сигнализатор падения давления *50* или *49*, воздействуя на соленоидный клапан и через него на исполнительный механизм.

При превышении давления пара в барабане котла более допустимой величины электроконтактный манометр *47*, действуя через соленоидный клапан на исполнительный механизм, прекращает поступление газа к горелкам котла.

Одновременно с срабатыванием каждого из вышеуказанных сигнализаторов подается световой сигнал на щит контроля и сигнализации (зажигается световое табло).

В комплект автоматики регулирования и безопасности каждого котла входят следующие приборы и изделия: блок регуляторов с электрогидрореле—1, гидравлические сервомоторы — 3, редуктор — 1, пульт управления — 1, исполнительный механизм — 1, запальник горелки с термопарой — 1, трехходовой электромагнитный клапан — 1, соленоидные клапаны — 2, сигнализатор падения давления газа — 1, сигнализатор падения давления воздуха — 1, сигнализатор падения разрежения — 1, электроконтактный манометр — 1, стойка, детали сочленения и крепеж — 1 комплект.

Применяемый в рассмотренной схеме тэрмоэлектрический датчик (электромагнитный клапан и термопара), дающий импульс для отключения газа при угасании пламени, в настоящее время заменяется новым устройством, разработанным Центральным котлотурбинным институтом.

Основными элементами этого устройства являются фотосопротивления типа ФСА-I, изменяющие свою проводимость за счет их облучения преимущественно инфракрасной частью спектра.

Принцип действия устройства основан на выделении переменной составляющей излучения пламени в топке.

Для выделения переменной составляющей в цепи фотосопротивлений установлен электрический фильтр. Суммарный ток от всех фотосопротивлений усиливается с помощью электронных ламп или кристаллических триодов до величины, достаточной для срабатывания реле, установленного на выходе схемы. При срабатывании реле замыкаются контакты, подающие напряжение на катушку соленоидного клапана *7*. Соленоидный клапан устанавливается либо непосредственно на газопроводе, подводящем газ к горелкам, либо (как показано на схеме) на импульсном газопроводе, через который осуществляется закрытие исполнительного механизма *2*.

5. Сжигание газа в отопительных печах

Применение газа для печного отопления зданий может осуществляться тремя способами: переоборудованием существующих многооборотных печей с твердого на газовое топливо, сооружением новых специализированных печей большой и средней теплоемкости и установкой специальных газовых печей малой теплоемкости.

Простейший способ переоборудования отопительных печей на газовое топливо, получивший широкое распространение в городах Украины, показан на рис. 15.32. Газовая инжекционная горелка (рис. 14.20а) устанавливается в поддувальное пространство печи.

Подача вторичного воздуха производится через регулируемое отверстие, сделанное в дверке зольника.

Устойчивость работы горелки при колебаниях тяги достигается тем, что инжектор горелки находится внутри зольника. Для вентиляции топки

при неработающей горелке в шиберах печей делаются отверстия диаметром 25 *мм*. При герметичных дверцах шиберы убираются.

Достоинством такого переоборудования является простота и экономичность, а недостатком — отсутствие автоматики безопасности, малый нагрев нижней зоны печи и относительно невысокий эксплуатационный коэффициент полезного действия — около 75%.

Аналогичное решение по переоборудованию отопительных печей принято и в Саратове с той разницей, что здесь применяются горелки по рис. 14.20б, изготовляемые вместе со щитками и шайбами для регулирования поступления вторичного воздуха.

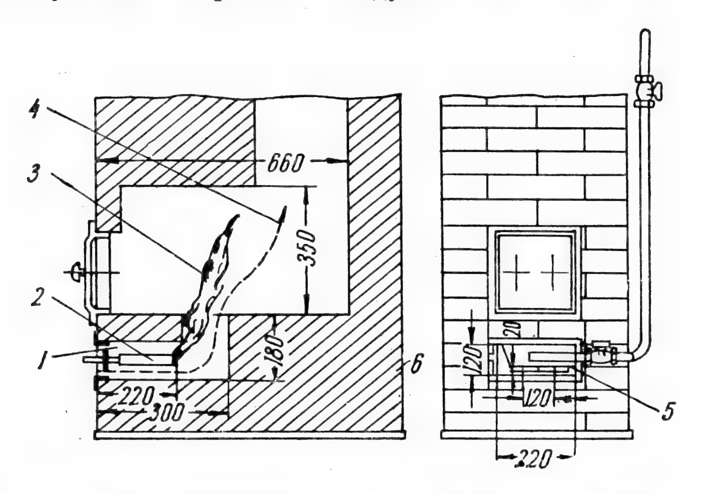


Рис. 15.32. Отопительная печь, переведенная на газовое топливо:

1 — зольник печи; *2* — газовая горелка; *3* — факел газового пламени; *4* — движение вторичного воздуха в печи; *5* — отверстие для входа воздуха; *6* — непрогреваемая часть кладки печи.

В московском газовом хозяйстве широкое распространение получает переоборудование отопительных печей с помощью установки газовых горелок, показанных на рис. 14.21, с автоматикой безопасности, смонтированных на фронтовой плите, укрепляемой на топочной рамке печи.

Вторичный воздух для горения подается через приоткрываемую в период топки поддувальную дверку.

Недостатком такого переоборудования является малый нагрев нижней зоны печи и довольно высокая стоимость автоматизированного горелочного устройства при изготовлении небольших партий.

В результате экспериментальных работ Академией коммунального хозяйства рекомендован следующий способ переоборудования на газовое топливо существующих печей:

1) удаляются колосниковая решетка, топочная дверка и дверка зольника;

2) разбирается передняя стенка печи, ниже топочной дверки;

3) удаляется внутренняя кладка топливника и зольника, не связанная с наружными стенками;

4) выкладывается новый газовый топливник с кирпичной насадкой;

5) выкладывается передняя стенка печи с проемом для горелочного устройства. В углах проема устанавливается рамка с анкерными болтами

для крепления фронтового щитка горелки. Газоходы печей переустройству не подвергаются.

Рекомендуется установка в печи выше шибера прерывателя тяги в виде зольниковой дверки, которая должна находиться в приоткрытом состоянии в период топки.

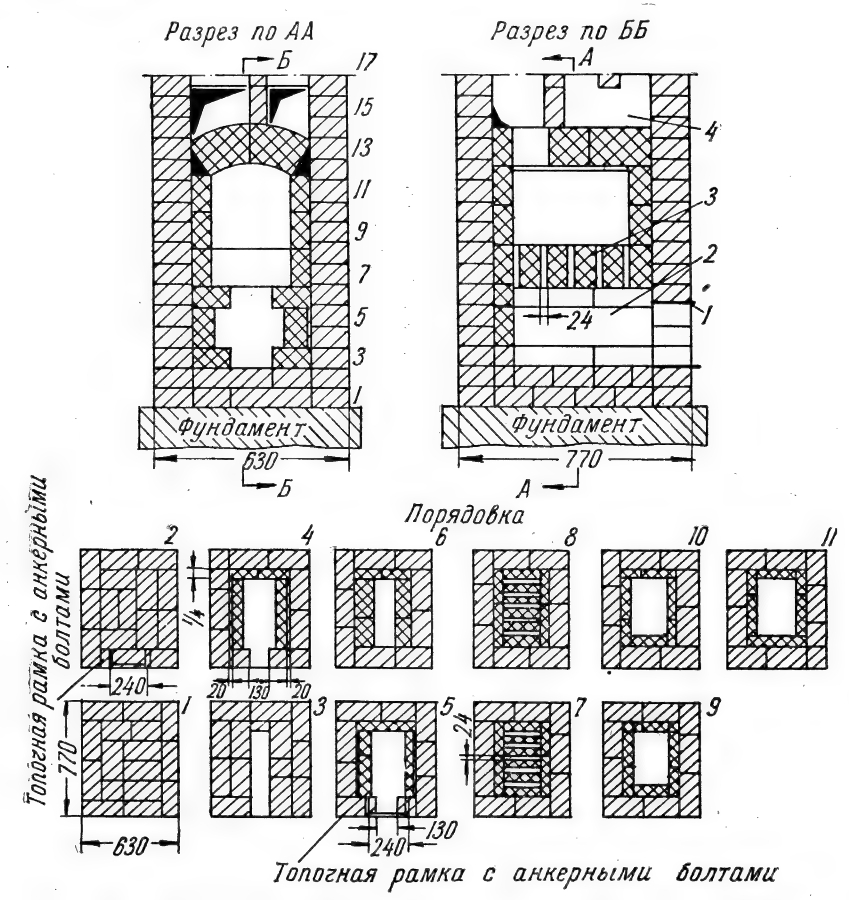


Рис. 15.33. Топливник пятиоборотной отопительной печи, переоборудованный под газовое топливо:

1 — топочная рамка с анкерными болтами; *2* — топливник для газа; *3* — насадка из шамотных кирпичей; *4* — дымоходы.

В качестве горелок рекомендуются инжекционные многофакельные с блок-краном или с автоматикой рис. 15.35.

На рис. 15.33 показан переоборудованный на газовое топливо топливник пятиоборотной отопительной печи, а в табл. 15.8 приведены результаты испытаний печи.

Приведенный метод переоборудования печей сложен, но имеет ряд достоинств, заключающихся в повышении к. п. д. печей, большем нагреве нижней их части и повышении срока службы печей. Последнее обуславливается тем, что стенки зольника при таком переоборудовании принимают на себя основные тепловые напряжения, поглощая около 60% от всего тепла, выделяемого при сгорании газа.

Таблица 15.8

Результаты испытаний существующих пятиоборотных отопительных печей, переоборудованных под газовое топливо

Наименование показателей	Печь, в которой стенки топливника и зольника не изменялись	Печь, в которой переоборудованию подвергались стенки зольника
Количество тепла, внесенного в печь за топку, *ккал*	33 800	32 500
Расход газа за топку, приведенный к нормальным условиям, *нм*^{3}	4,36	4,42
Время одной топки, час.	2,5	2,5
Количество топок в сутки	1	1
Тепловое напряжение топки, *ккал/м*^{3} · *час*	320 000	487 500
Коэффициент избытка воздуха	1,6	1,77
Средняя температура на поверхности печи, °С:		
до начала топки	31,0	32,0
в момент максимального прогрева печи	51,0	52,0
Температура уходящих газов, °С:		
средняя за топку	166	120
максимальная	232	162
Потери тепла с отходящими газами, %	9,9	4,9
Потери тепла от химического недожога, %	1,5	0,0
К. п. д. печи (по газовому анализу), %	88,6	95,1

Переоборудование на газовое топливо отопительных печей большой теплоемкости с одноразовой топкой приводит к резкому увеличению неравномерности графика потребления газа.

Это в свою очередь ведет к необходимости увеличения размеров городских и внутриобъектовых газопроводов и к низкому коэффициенту использования их пропускной способности в течение года.

Недостатком таких печей является также создание неравномерного температурного режима помещений в течение суток, большой расход материалов на их изготовление и значительные габариты, уменьшающие полезную площадь отапливаемых помещений.

Стремление к ликвидации перечисленных недостатков привело к созданию специальных конструкций кирпичных печей средней теплоемкости с длительной топкой и, как следствие, с малыми часовыми расходами газа.

Одна из таких конструкций, разработанная Академией коммунального хозяйства, типа АКХ-14 приведена на рис. 15.34.

Конструкция печи обеспечивает интенсивный нагрев нижней части печи, что способствует равномерности нагрева помещений по высоте.

Характерной особенностью печи является малая тепловая нагрузка (4500—5000 *ккал/час*), низкое тепловое напряжение топочного объема $\frac{Q}{V}$, равное 85—90 тыс. *ккал/м*^{3}·*час*, и невысокая температура внутренней поверхности стенки топливника, не превышающая 500° С.

В печах периодического действия с одноразовой топкой напряжение топочного пространства составляет 300—350 тыс. *ккал/м*^{3}·*час*.

Техническая характеристика печи АКХ-14 приведена в табл. 15.9, а размеры жилой площади, обогреваемой печью, в табл. 15.10.

Горелочное устройство печи (рис. 15.35) состоит из двух инжекционных горелок продольной формы и автоматики типа установленной на водонагревателе АГВ-80.

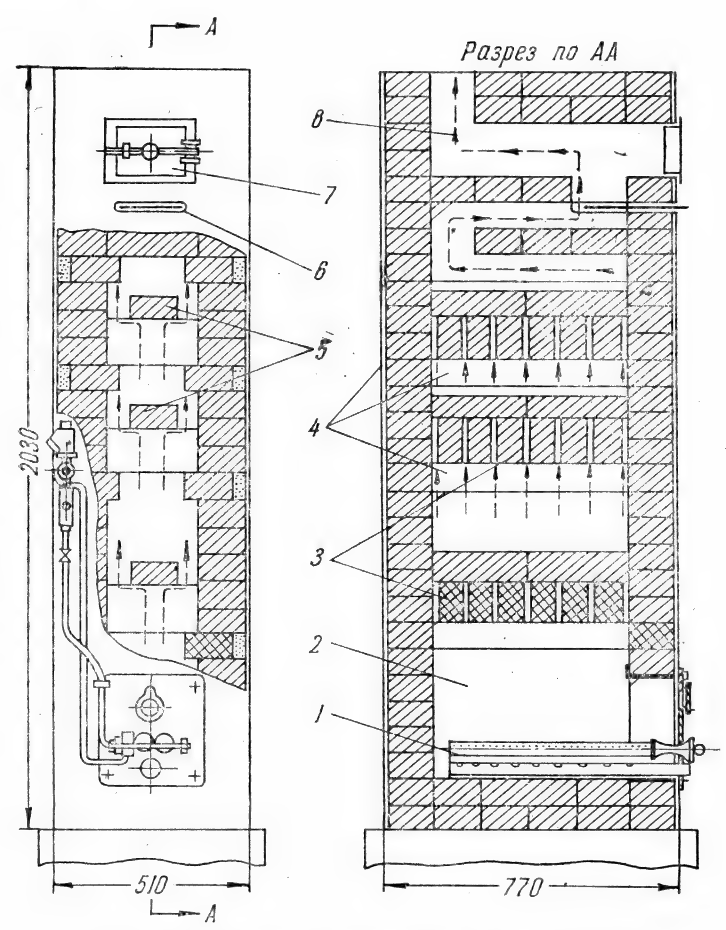


Рис. 15.34. Газовая отопительная печь АКХ-14:

1 — газогорелочное устройство печи; 2 — топливник печи; 3 — кирпичи насадки; 4 — сборные коллекторы; 5 — рассекатели дымовых газов; 6 — задвижка печи; 7 — тягопрерыватель; 8 — путь движения продуктов сгорания.

Таблица 15.9

Техническая характеристика печи АКХ-14

Наименование показателей	Размерность	Величина
Средняя теплоотдача печи	*ккал/час*	до 3000
Расход газа в 1 час. теплотворностью 7000—7500 *ккал/нм*^{3}	*нм*^{3}*/час*	0,6 ÷ 0,8
Коэффициент полезного действия печи	%	90
Габариты:		
длина	*мм*	770
ширина	»	510
высота строительная	»	2000
высота активная	»	1900
Теплоотдающая поверхность	*м*^{2}	5,0
Расход кирпича на кладку	шт.	270
Площадь, занимаемая в помещении	*м*^{2}	0,4

Таблица 15.10

Размеры помещений, отапливаемых печами АКХ-14

Характеристика наружных стен	Размещение помещений	Площадь, $м^2$		
		Одноэтажное здание	Двухэтажное здание	
			нижний этаж	верхний этаж
Кирпичные	Угловое	21	30	25
	Неугловое	32	40	37
Деревянные	Угловое	24	33	27
Рубленые	Неугловое	36	45	40

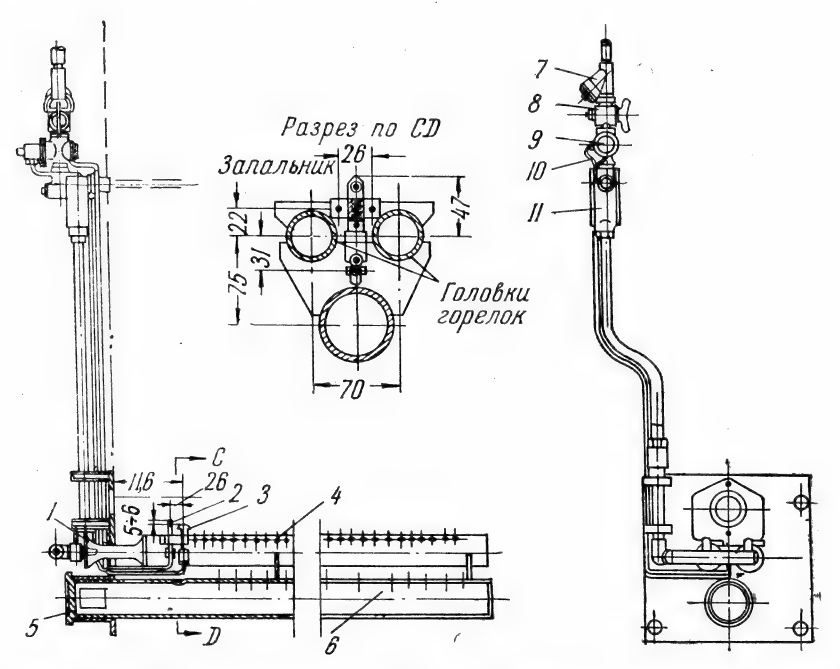


Рис. 15.35. Газогорелочное устройство с защитной и терморегулирующей автоматикой:

1 — сопло горелки; *2* — термопара; *3* — запальник; *4* — головка горелки; *5* — муфта для регулирования вторичного воздуха; *6* — труба для равномерного распределения в топливнике вторичного воздуха; *7* — фильтр; *8* — запорный кран; *9* — электромагнитный клапан; *10* — трубка запальника; *11* — термостатический регулятор.

В южных городах распространение имеют отопительно-варочные печи, которые при хорошем состоянии переоборудуются на газовое топливо.

Это переоборудование обычно осуществляется следующим образом (рис. 15.36): удаляется существующая топочная и зольниковая дверки и зольниковое пространство закладывается кирпичом.

Под чугунной плитой устраивается проем, в котором размещается рамка для крепления горелочного устройства. Для нагрева таких печей могут применяться инжекционные газовые горелки (рис. 14.21) с автоматикой безопасности, горелки, изображенные на рис. 15.35, простейшие, показанные на рис. 14.20, и другие.

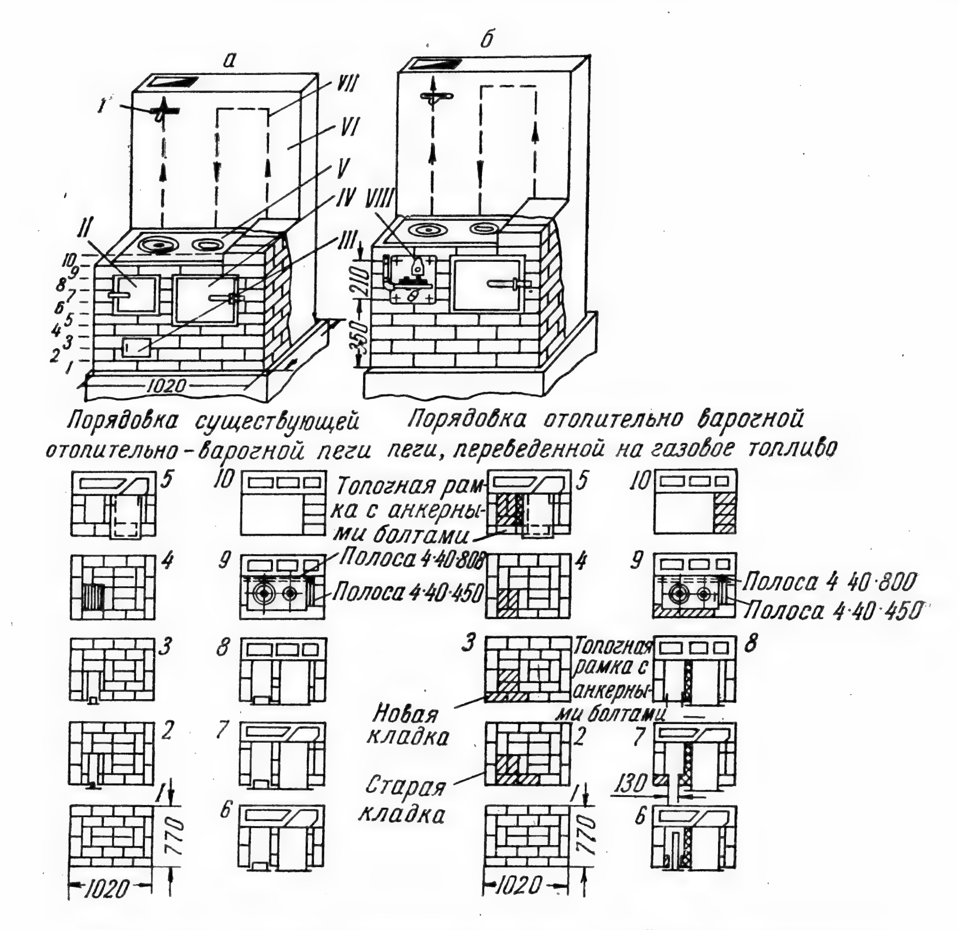


Рис. 15.36. Перевод отопительно-варочных печей на газовое топливо:

а — существующая отопительно-варочная печь, предназначенная для работы на твердом топливе; *б* — отопительно-варочная печь, переведенная на газовое топливо.
I — задвижка; *II* — топочная дверка; *III* — зольниковая дверка; *IV* — дверка духового шкафа; *V* — чугунная плита с конфорками; *VI* — отопительный щиток с толщиной стенки в $^1/_4$ кирпича; *VII* — движение продуктов сгорания по дымоходам; *VIII* — эжекционная трубчатая горелка с организованной подачей воздуха и предохранительным устройством в виде блок-крана.

Характеристика работы отопительно-варочной печи, переоборудованной на газовое топливо, с многофакельными горелками по результатам испытаний АКХ приведена в табл. 15.11.

При ветхих отопительно-варочных печах или нерационально сложенных целесообразно сооружать новые печи типа «Шведка» с переоборудованием их для сжигания газа.

Конструкция такой печи, достаточной для нагрева жилой площади размером 30—35 *м*², приведена на рис. 15.37.

Для увеличения теплоотдающей поверхности в нижней зоне печи под топливником и духовым шкафом устроены специальные каналы «шанцы».

В передней стенке печи устроена ниша размером 510 × 400 × 600 *мм*, в углублении которой вмонтирована чугунная плита с конфорками.

Удаление паров, образующихся при приготовлении пищи, производится через канал, присоединяемый выше задвижки к дымовому каналу.

Таблица 15.11

Наименование показателей	Величина показателей
Количество тепла, внесенное в печь за одну топку, *ккал*	30970
Время одной топки, часы	2,1
Количество топок в сутки	2
Тепловое напряжение топки, тыс. *ккал/м³. час*	400
Средняя температура на поверхности печи, °С	
до начала топки	25
в момент максимального прогрева печи	57
Средняя температура уходящих газов, °С	117
К. п. д. печи, %	~ 90
Теплоотдача печи без учета тепла, отдаваемого чугунной плитой, *ккал/час*	
максимальная	2480
минимальная	840
средняя	1660
Коэффициент избытка воздуха, α	1,69

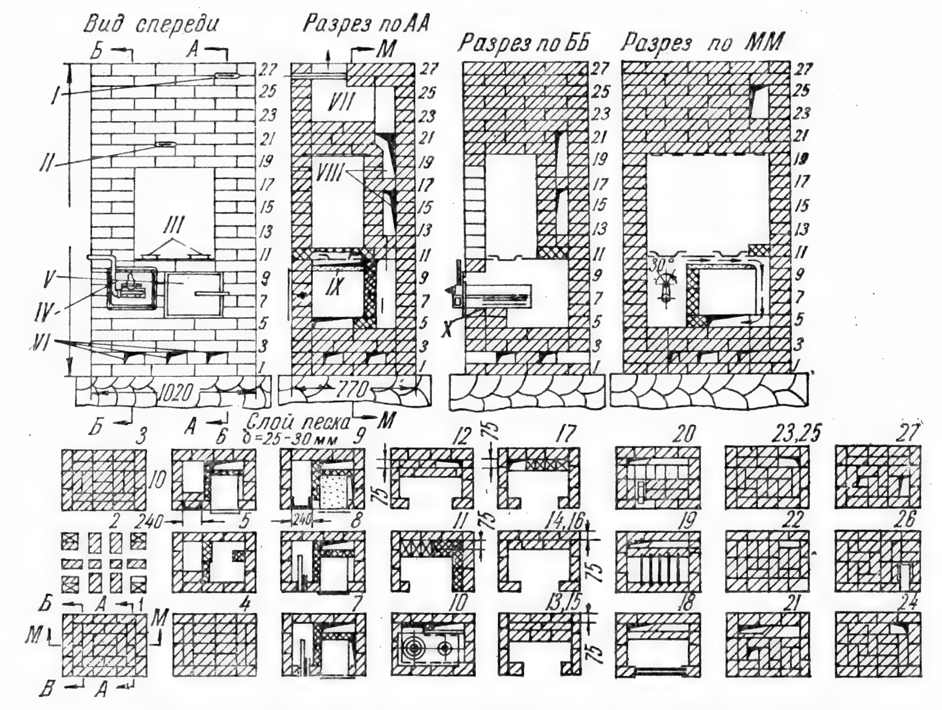


Рис. 15.37. Отопительно-варочная печь для газового топлива:

I — задвижка печи 240 × 130 *мм*; *II* — задвижка вентиляционного канала 130 × 130 *мм*; *III* — конфорка чугунной плиты; *IV* — газовая горелка с предохранительным устройством в виде блок-крана; *V* — дверка духового шкафа 380 × 280 × 450 *мм*; *VI* — «шанцы», увеличивающие теплоотделяющую поверхность печи в нижней зоне; *VII* — горизонтальный канал боковой стенки печи; *VIII* — горизонтальные каналы отопительного щитка; *IX* — слой песка, изолирующий верхнюю часть духового шкафа.

Габариты печи: ширина — 770 *мм*, длина — 1020 *мм*, высота — 2000 *мм*. Расход кирпича на кладку — 350 шт., в том числе огнеупорного для внутренней стенки, предохраняющей жарочный шкаф от перегрева, — 20 шт. (кирпич укладывается на ребро).

Характеристика работы печи по испытанию, проведенному АКХ на природном газе при двух типах газовых горелок, приведена в табл.15.12.

Таблица 15.12

Результаты испытаний отопительно-варочной печи, предназначенной для газового топлива

Наименование показателей	Вид горелки	
	Эжекционная трубчатая, имеющая предохранительное устройство в виде блок-крана	Двухрожковая горелка
Количество тепла, внесенное в печь за топку, *ккал*	37500	37500
Расход газа за топку, приведенный к нормальным условиям, *нм*^{3}	4,44	4,44
Время одной топки, часы	3,25	2,25
Количество топок в сутки	2,0	2,0
Тепловое напряжение топки, *ккал/м*^{3} *· час*	215000	310000
Средняя температура на поверхности печи, °С		
до начала топки	42	35
в момент максимального прогрева печи	63	55
Средняя температура отходящих газов за топку, °С	128	135
Потеря тепла с отходящими газами, %	7,1	10,9
Потеря тепла от химического недожога, %	0,0	4,1
К. п. д. печи (по газовому анализу), %	92,9	85,0
Теплоотдача печи, без учета тепла, отдаваемого в помещение чугунной плитой, *ккал*		
максимальная	2600	2000
минимальная	1300	1200
средняя	1950	1600
Коэффициент неравномерности теплоотдачи печи	0,33	0,25
Коэффициент избытка воздуха, α	1,87	1,95

Газовые отопительные печи малой теплоемкости могут применяться для быстрого нагрева вспомогательных помещений: ванных комнат, кухонь, комнат магазинов, мастерских и т. п.

Газовые печи малой теплоемкости обычно оборудуются автоматическими устройствами, предохраняющими от истечения из горелок несгоревшего газа и регулирующими работу их по заданной температуре помещений. В качестве предохранительных устройств применяются запальные горелки, простые блок-краны для основной и запальной горелок и предохранительные газовые клапаны с биметаллической пружиной термического действия.

В печах большой производительности применяются клапаны безопасности от истечения из горелок несгоревшего газа.

Глава шестнадцатая

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. Применение газа в печах металлообрабатывающей промышленности

Основные принципы. Основным назначением печей металлообрабатывающей промышленности является передача обрабатываемому материалу тепловой энергии, получаемой при сжигании газа.

Важнейшее значение при этом имеет правильно организованный теплообмен между пламенем газовоздушной смеси или продуктами горения и нагреваемым материалом.

Интенсификация теплообмена в рабочей камере печей достигается выбором типа и тепловых нагрузок газовых горелок, их рациональным размещением, а также правильным расположением дымоотводящих каналов и материала, подвергающегося тепловой обработке.

Размещение и количество газовых горелок и дымоходов в рабочей камере, определяющее подвод тепла и циркуляцию продуктов сгорания газа, обусловливают тепловую схему печи, являющуюся ее важнейшим конструктивным признаком.

Тепловая схема печи должна соответствовать требованиям технологического процесса и обеспечивать экономичное использование газа.

По технологическому назначению печи делятся на нагревательные (прокатные, кузнечные), термические (закалочные, отпускные, отжигательные), сталеплавильные, чугуноплавильные и др.

По конструктивным признакам различают печи: камерные, многокамерные, методические, карусельные, туннельные, шахтные, вращающиеся барабанные, проходные и другие непрерывного или периодического действия.

По виду механизации различают печи: толкательные, конвейерные, роликовые, с выдвижным подом и др.

Важное значение имеет характеристика печей по условиям теплообмена. По этому признаку различают:

а) высокотемпературные печи, в которых преобладает теплопередача лучеиспусканием (температура газов выше 1000°);

б) среднетемпературные печи, в которых одновременно с теплопередачей лучеиспусканием приобретает значение теплопередача конвекцией (температура газов в печи выше 650°);

в) низкотемпературные печи, в которых преобладает теплопередача конвекцией (температура газов в печи ниже 650°).

Каждая из этих трех групп печей имеет свои особенности в организации процесса сжигания газа, теплового режима и движения продуктов сгорания в рабочей камере.

По способу использования тепла отходящих газов печи подразделяются на регенеративные и рекуперативные.

Требования, предъявляемые к печам:

а) максимальное удовлетворение требований технологического процесса в части теплового режима и равномерности нагрева;
б) высокая производительность;
в) минимальный расход газа;
г) минимальные затраты на постройку, ремонты и эксплуатацию;
д) удобное, легкое и безопасное обслуживание.

Промышленные печи сооружаются из огнеупорного кирпича и реже из жароупорного бетона. Огнеупорные материалы и конструкция кладки оказывают решающее влияние на работу печи, предопределяя длительность их службы, производительность и эффективность использования газа, а также качество и стоимость готового продукта. Кладка печи ограждает источник тепла и нагреваемые материалы от окружающей среды и способствует передаче тепла от источника к нагреваемому материалу. Поэтому кладка должна иметь высокую огнеупорность и высокие теплоизоляционные свойства. В последнее время созданы новые огнеупорные материалы — легковесные огнеупоры, применение которых дает наибольшую эффективность.

Так как кладка может расстраиваться, в особенности при повторных нагревах и охлаждениях, ее заключают в металлический каркас, обеспечивающий прочность и неизменность форм печи.

Важнейшей характеристикой горючих газов при использовании их в печах является температура горения, зависящая от вида газа, коэффициента избытка воздуха в смеси, нагрева воздуха и теплопотерь в окружающую среду. Значения этих величин приведены в табл. 13.4—13.7 и на рис. 16.1.

В табл. 16.1 дается несколько примеров высокотемпературных печей и условий сжигания природного газа, при которых обеспечивается получение необходимой действительной температуры.

Как видно из таблицы, в мартеновской печи достаточно подогревать только воздух до 1000°, что легко может быть получено на печах, ранее работавших на мазуте и имеющих одну пару регенераторов. Подогрев воздуха до 400° в ванной печи может быть осуществлен в дополнительно устанавливаемом рекуператоре, что в большинстве случаев возможно. В остальных печах, приведенных в таблице, подогрев воздуха не является обязательным. но в случае его осуществления можно получить экономию топлива, улучшить процесс горения и увеличить производительность печи.

В ряде случаев в рабочем пространстве печей требуется иметь газовую атмосферу с определенными свойствами: окислительную, нейтральную или восстановительную. При полном сгорании газа и наличии избыточного кислорода в продуктах горения, вследствие ведения процесса горения с избытком воздуха, получается окислительная атмосфера. При полном сгорании газа без избытка воздуха может быть создана нейтральная атмосфера.

При неполном сгорании газа, когда процесс горения ведется с недостатком воздуха и, следовательно, имеется химический недожог газа, создается восстановительная атмосфера.

В соответствии с требованиями технологического процесса в рабочем пространстве печей поддерживается необходимая газовая атмосфера. Так например, в печах для обжига фарфора характер атмосферы в печи изменяется по ходу обжига: создается то окислительная, то восстанови-

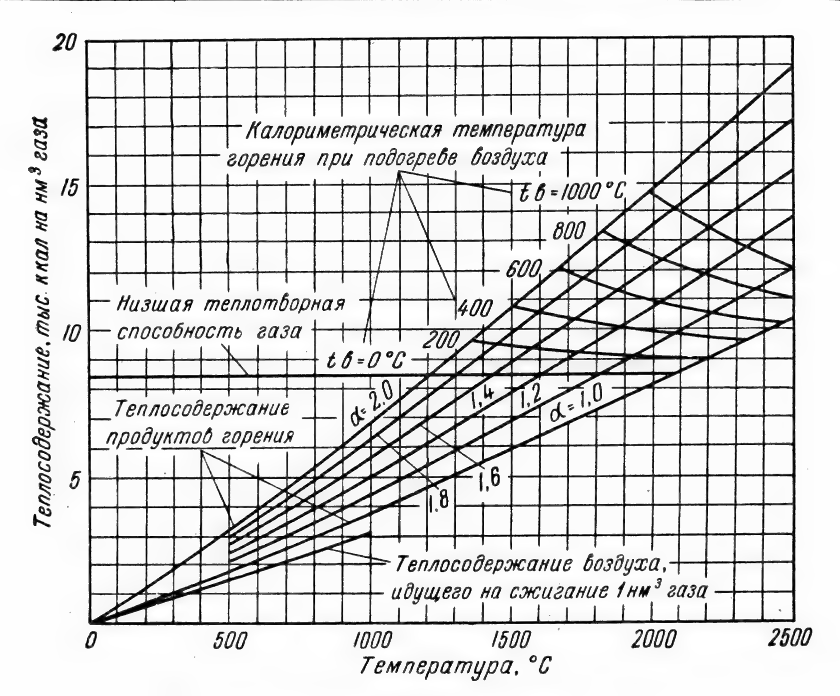


Рис. 16.1. График горения природного газа.

тельная, то нейтральная атмосфера, которые химически взаимодействуют с обжигаемым материалом. В печах для нагрева и термической обработки металла окислительная атмосфера вызывает образование угара и обезуглероживание поверхностного слоя стали, что наносит ущерб производству.

В новейших конструкциях таких печей с целью получения безокислительного нагрева металла процесс горения газа ведется с недостатком воздуха, что создает в рабочем пространстве печи восстановительную атмосферу. Далее несгоревшие газы дожигаются, и тепло их используется для подогрева воздуха.

Удовлетворение требований, предъявляемых к атмосфере печи, обеспечивается выбором необходимого принципа сжигания топлива, типа газовых горелок, соответствующей конструкции печи и ее основных элементов.

Процесс сжигания газа в печах должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить условия, благоприятные для интенсификации теплообмена. Организация процессов сжигания газа зависит от назначения печи и ее теплового режима, технологического процесса, для которого она предназначена, конструкции и размеров печи, производительности ее и особенностей нагреваемого материала.

В высокотемпературных печах сжигание газа производится в рабочем пространстве печи, т. е. топочное пространство печи совмещается с рабочим.

В средне- и низкотемпературных печах сжигание газа частично или полностью приходится осуществлять в отдельной камере сжигания, так как в рабочем пространстве требуются более низкие температуры и кроме того при низких температурах дожигания газов не будет происходить.

Таблица 16.1

Условия сжигания природного газа, удовлетворяющие требованиям различных технологических процессов

Технологический процесс	Температура в печи, °C	Среднее значение пирометрического коэффициента $\eta_{пир}$	Необходимая жаропроизводительность газа $t_ж$, °C	При каких условиях природный газ $Q_н^р$ = 8000 *ккал/нм³* обеспечивает данное значение
Получение стали в мартеновской печи	1700	0,72	2360	При коэфф. избытка воздуха $\alpha = 1,15$ и подогреве всего воздуха до 1000°
Получение ковкого чугуна в отражательной ванной печи	1500	0,73	2060	При $\alpha = 1,1$ и подогреве воздуха до 400°
Нагрев слитков углеродистой стали в методической печи перед прокаткой	1350	0,74	1820	При $\alpha = 1,1$ и отсутствии подогрева воздуха
Нагрев быстрорежущей стали в камерной печи перед закалкой . .	1300	0,70	1860	То же
Нагрев заготовок в камерной печи для ковки под молотом	1320	0,70	1880	» »

В печах периодического действия с переменным тепловым режимом нагреваемый материал загружается в холодную печь и одновременно с ней нагревается по заданному тепловому режиму. В этом случае в начальный период, когда в рабочем пространстве печи температура низка, в топках должно осуществляться полное сгорание газа. В дальнейшем по мере повышения температуры и возможности дожигания газа в рабочем пространстве, горение газа частично переносится в него (например в больших камерных печах для нагрева и термической обработки изделий, в камерных печах для обжига фарфора, фаянса и др.).

Таким образом важным, в каждом конкретном случае, является решение вопроса о том, в какой мере процесс сжигания газа нужно переносить в рабочее пространство печи.

Выбор рационального принципа сжигания газа и типа газовых горелок для его осуществления зависит в основном от следующих факторов:

1) технологии нагрева и теплового режима, определяемых температурой, равномерностью и временем нагрева;

2) вида требуемого факела (длинный, короткий, светящийся, несветящийся);

3) конструкции печи, ее размеров и тепловой схемы;

4) требуемых пределов регулирования расхода газа;

5) располагаемого давления газа;

6) наличия подогрева воздуха;

7) от того, вновь ли сооружаемая печь или существующая.

Все эти факторы в совокупности или каждый в отдельности могут оказывать решающее влияние на выбор принципа сжигания газа и типа газовых горелок.

Газовые горелки с принудительной подачей воздуха могут применяться во всех типах печей с разнообразными режимами, за исключением случаев, где целесообразно применение инжекционных горелок.

Инжекционные горелки среднего давления (кинетического типа) могут широко применяться в небольших и средних печах с относительно постоянной атмосферой в рабочем пространстве при небольших колебаниях расхода газа и давления в печи, при возможности получения необходимой температуры без подогрева воздуха.

В некоторых случаях для придания факелу пламени высокой светимости может потребоваться сжигание мазута совместно с газом, либо требуется обеспечение быстрого перехода печи с газа на мазут и обратно. В таких случаях могут применяться комбинированные газомазутные горелки.

Теплообмен в печах и их производительность. Процесс нагрева изделий в печах складывается из двух взаимно связанных стадий — внешнего теплообмена (передача тепла на поверхность изделия), совершающегося в рабочем пространстве печи, и внутреннего теплообмена (передача тепла с поверхности изделия внутрь его), происходящего внутри нагреваемого изделия.

Каждая из этих стадий протекает по определенным физическим законам, но они между собой связаны и образуют единый процесс, зависящий от условий сжигания газа, от организации движения газов, а следовательно, от конструкции печей и условий их эксплуатации.

В зависимости от конструкции печей и особенностей нагреваемого материала может быть лимитирующей одна из этих стадий. Так, например, в ускорении нагрева металла решающую роль играет внешний теплообмен. Однако при этом следует учитывать особенности теплообмена при нагреве так называемых тонких и массивных изделий.

Тонкие изделия нагреваются равномерно по сечению, и поэтому длительность нагрева их зависит только от интенсификации теплоотдачи на поверхность изделий, т. е. от интенсификации внешнего теплообмена. При нагреве массивных изделий допускается определенный перепад температур по сечению как в процессе нагрева, так и в конце нагрева, во избежание возникновения чрезмерных температурных напряжений. Таким образом при нагреве массивных изделий определяющим процессом должна быть теплопередача внутри изделия, т. е. внутренний теплообмен, который и лимитирует работу печи. Роль внутреннего теплообмена тем больше, чем больше степень массивности. Поэтому при нагреве массивных изделий, в отличие от нагрева тонких изделий, важным условием для ускорения внутреннего теплообмена и нагрева их является возможно более полный (всесторонний) и равномерный обогрев их поверхности. Одновременно для ускорения нагрева массивных изделий необходимо обеспечить наиболее быстрый подъем температуры поверхности с последующим выравниванием ее по сечению.

Для существующих условий нагрева трубы, листы, прутки диаметром до 50—60 *мм* можно считать тонкими изделиями. Слитки и заготовки толщиной более 100 *мм* следует относить к категории массивных изделий.

Интенсивность внешнего теплообмена (применительно к тонким и массивным изделиям) достигается:

1) максимально возможным увеличением температуры газов в печи, которое зависит от жаропроизводительности газа, температуры подогрева воздуха, способа сжигания газа и др.;

2) созданием возможно большей разности температур газов и поверхности металла в процессе нагрева его;

3) полным и равномерным использованием внешней поверхности нагреваемого изделия, при этом отношение поверхности металла, воспринимающей тепло, к его весу ($м^2/кГ$) должно быть наибольшим;

4) обеспечением оптимальных условий теплообмена излучением, что может быть достигнуто путем увеличения излучающей поверхности, выбора целесообразного способа организации сжигания газа и организации движения газов в рабочем пространстве печи;

5) соответствием размеров и формы рабочего пространства печи размерам и форме нагреваемого изделия, обеспечивающим равномерность и симметричность нагрева его и увеличение конвективного теплообмена.

Интенсивность теплопередачи внутри массивного изделия достигается:

1) созданием условий, обеспечивающих всесторонний равномерный нагрев изделий с полным использованием их внешней поверхности;

2) быстрым нагревом поверхности изделий до конечной температуры нагрева с последующим выравниванием ее по сечению.

В высоко- и среднетемпературных печах теплообмен совершается главным образом за счет излучения от факела и накаленных газов к нагреваемым изделиям и к кладке и, в свою очередь, от кладки к нагреваемым изделиям. При этом кладка является вторичным (косвенным) излучателем, воспринимающим большую часть тепла от факела и накаленных продуктов горения, поскольку она имеет большую поверхность по сравнению с поверхностью изделий, и отдающим затем это тепло нагреваемому материалу излучением, так как температура внутренней поверхности кладки более высокая, чем температура материала. Эта роль кладки как вторичного излучателя обеспечивает высокую интенсивность теплопередачи, в особенности при беспламенном сжигании газа, когда продукты горения являются теплопрозрачными (несветящимися). Вторичным излучателем помимо внутренней поверхности кладки печи (свода, стен и пода) могут быть огнеупорные детали горелок, а также специальные устройства (горки из битого шамота, перевальные стенки и др.), предназначенные для увеличения теплообмена путем излучения тепла.

Следует иметь в виду, что развитие кладки хотя и положительно сказывается на увеличении теплообмена излучением, но с увеличением габаритов кладки, увеличиваются потери тепла через кладку, уменьшается скорость газов, увеличивается гидравлический диаметр рабочего пространства, что отрицательно сказывается на конвективном теплообмене. Кроме того, в значительной степени ухудшаются условия теплообмена вследствие увеличения неравномерности температуры газов при увеличении размеров рабочего пространства печи. Поэтому, с точки зрения теплообмена, увеличение высоты рабочего пространства печи выше оптимального размера, обеспечивающего получение требуемого распределения температуры, является нецелесообразным.

Наибольшего эффекта от вторичных излучателей можно ожидать в тех случаях, когда они омываются потоком раскаленных продуктов горения. При этом охладившиеся газы необходимо убирать и заменять их горячими, что способствует интенсификации теплообмена. Исследо-

ваниями установлено, что интенсивность теплопередачи излучением от газов зависит от того, с какими скоростями и по каким направлениям будут двигаться газы в рабочем пространстве печи, так например, теплопередача излучением от газов возрастает, если их направлять на поверхность нагрева, а не вдоль ее.

Кроме того при рассмотрении излучения газов необходимо учитывать следующие моменты:

а) излучение в процессе горения газа, являющееся наиболее интенсивным и имеющим наибольшее практическое значение, хотя оно и мало изучено;

б) излучение продуктов горения после окончания реакций горения, по определению которого имеются удовлетворительные для практического применения методы расчета. Оно зависит от температуры газов, парциального давления CO_2 и H_2O в продуктах горения и от толщины излучающего газового слоя.

В промышленности применяются печи разнообразных конструкций, и поэтому нельзя делать вывод, что применение вторичных излучателей является единственным средством интенсификации передачи тепла в них от продуктов горения к нагреваемым изделиям. Часто в больших камерных печах, при многорядной загрузке нагреваемых изделий, роль кладки как вторичного излучателя ограничивается тем, что «видимая» кладкой поверхность изделий составляет всего 40—60% от их поверхности. В таких случаях наряду с использованием вторичных излучателей, с целью получения быстрого и равномерного нагрева, следует добиваться всестороннего омывания нагреваемых изделий потоком газов, не допуская в то же время прямого удара факела о поверхность изделия во избежание местного перегрева.

При этом следует отметить особенности движения газов в печах, состоящие в том, что движение газов в них осуществляется за счет напора, создаваемого струями, выходящими из горелок. Характер движения и скорость циркуляции газов определяются скоростью струй, направлением их и расположением относительно нагреваемых изделий. В рабочем пространстве печи поддерживается положительное давление (порядка 0—2 *мм* вод. ст.), чтобы избежать подсоса холодного воздуха в печь, нарушения ее работы и повышения угара металла. Разрежение может быть только за пределами рабочего пространства печи. В этом промышленные печи резко отличаются от котельных установок.

Организация сжигания газа во всех случаях является решающим фактором в деле улучшения теплового режима печи и ускорения процесса нагрева, при этом теплопередача зависит также от высоты расположения горелок над изделием, увеличиваясь при сокращении расстояния между ними.

Таким образом, при помощи соответствующей организации процесса горения и движения газов может регулироваться работа печи.

Существенную роль в обеспечении высоких показателей работы печей играет характер пламени. В зависимости от вида топлива и условий его сжигания получается светящееся или несветящееся пламя. Светимость пламени обуславливается свечением раскаленных частичек углерода, получающихся при термическом распаде углеводородов.

При карбюрировании газового пламени путем добавления мазута или смолы можно увеличить светимость его, отчего увеличивается излучение тепла на изделия, но ослабляется излучение тепла кладкой, так как часть его задерживается нетеплопрозрачными газами.

Исследованиями установлено, что суммарная теплопередача от газов и кладки к нагреваемым изделиям при светящемся и несветящемся пламени примерно одинаковы. Разница заключается в том, что при светящемся нетеплопрозрачном пламени на изделия падают тепловые лучи, излучаемые факелом, и в меньшей мере, тепловые лучи от кладки печи. При заполнении печи несветящимися теплопрозрачными газами излучение на изделия происходит главным образом от кладки печи (как вторичного излучателя).

Увеличение теплопередачи путем повышения светимости пламени имеет значение в печах с очень высокой температурой и при большой нагрузке на под, например: в интенсивно работающих мартеновских печах и др. В нагревательных же печах увеличение светимости пламени не дает заметного эффекта по увеличению теплопередачи и экономии топлива. Здесь светящееся пламя вследствие замедленного смешения газа и воздуха и постепенного распределения тепла позволяет получить равномерное распределение температуры в рабочем пространстве печи, например, в прокатных методических печах, в больших нагревательных камерных печах для нагрева слитков или в печах с многорядной садкой и т. п.

В некоторых печах, оборудованных горелками дающими несветящееся пламя, равномерное распределение температур в рабочем пространстве печи получают за счет увеличения количества горелок и равномерного распределения их по длине печи.

Интенсивность теплообмена в низкотемпературных печах, где главную роль играет теплопередача конвекцией, может быть получена путем создания энергичной циркуляции газов, обеспечивающей выравнивание температуры по объему рабочего пространства и равномерный нагрев изделий в печи. К этому же средству прибегают и в среднетемпературных печах, где играет роль и лучеиспускание, и конвекция, но при этом необходимо учитывать влияние излучения кладки. Как уже отмечалось, циркуляция газов в рабочем пространстве печи осуществляется за счет соответствующего размещения горелок и каналов для отвода продуктов горения, а также за счет применения специальных инжекционных устройств.

Производительность печей зависит от эффективности теплообмена в рабочем пространстве печи, т. е. от условий передачи тепла нагреваемым изделиям и от количества подведенного в печь тепла. Наряду с повышением интенсивности теплопередачи, требуется соблюдение ряда технологических условий (например, равномерность нагрева и др.) и обеспечение минимального удельного расхода топлива при работе печи.

На производительность печи и расход топлива оказывают влияние следующие факторы: условия сжигания газа и степень черноты излучающих газов; средний температурный напор между греющей и нагреваемой средами; температура подогрева воздуха; температура уходящих газов и потери тепла; температура нагреваемых изделий; размеры площади пода печи и др.

Важным фактором повышения производительности печей является правильное распределение температуры и теплового потока в объеме рабочего пространства или во времени, что определяется выбором типа горелок, расположением их в печи и движением газов.

Производительность печей может быть повышена за счет увеличения площади пода их и за счет применения двухстороннего нагрева изделий. При этом главное внимание должно быть уделено подводу тепла снизу изделий, так как это создает наилучшие условия передачи тепла нагреваемым изделиям от продуктов горения.

В соответствии с производительностью печей и расходом топлива определяются размеры газопроводов и воздухопроводов, производительность вентиляторов, тяговые устройства и др.

Интенсивность работы печей для нагрева металла характеризуется:

1) производительностью, т. е. количеством металла нагреваемого в единицу времени (*кГ/час*);

2) напряженностью пода печи, т. е. количеством металла, нагреваемого на 1 $м^2$ площади пода в единицу времени (*кГ/м².час*).

3) временем нагрева металла, т. е. продолжительностью пребывания металла в печи (час, мин.) и удельной продолжительностью нагрева, т. е. временем нагрева единицы толщины нагреваемого металла (*мин/см*).

Перевод печей на отопление газом. Применение газа в промышленных печах наряду с улучшением технико-экономических показателей производства упрощает обслуживание, облегчает регулирование и осуществление любых и более точных тепловых режимов и газовой атмосферы в них, повышает производительность, улучшает качество нагрева и повышает тепловую экономичность их.

При переводе промышленных печей на природный газ с других видов топлива необходимо обеспечить:

1) те же производительность печи и конечную температуру нагрева, которые были при прежнем топливе;

2) равномерность температуры в рабочем пространстве печи и равномерность нагрева изделий, распределение давлений в рабочем пространстве печи и требуемый характер газовой атмосферы;

3) минимальный удельный расход топлива;

4) минимум переделок существующих печей и их элементов и возможность перехода с газа на резервное топливо и обратно при максимальном удобстве и легкости в обслуживании и регулировании печи.

При переводе существующих печей на газ желательно их модернизировать, а также применять новые методы нагрева, которые целесообразно осуществлять при газовом топливе, например, скоростной нагрев, безокислительный нагрев металла, инфракрасный нагрев при сушке, местный нагрев и др.

Для осуществления вышеизложенных требований необходимо правильно выбрать тепловую схему печи и газовые горелки, обуславливающие рациональное использование газа и минимальный расход тепла.

Выбор тепловой схемы печи зависит от назначения и размеров ее, теплового режима и технологического процесса, скорости и равномерности нагрева, атмосферы печи и способа сжигания газа, а также от того, является ли данная печь существующей или вновь проектируемой.

При переводе существующих печей на газ приходится считаться с имеющимися конструкцией, габаритами печи, местом ее установки в цехе, необходимостью сохранения прежнего топлива в качестве резервного, условиями перехода на газ и т. п. Все это усложняет выбор методов перевода существующих печей на газ и часто в силу местных условий отдается предпочтение эксплуатационным моментам, например, обеспечению быстрого перехода на газ с минимальными переделками и минимальными капитальными затратами и использованием форсунок и горелок, установленных на печи, облегчению регулирования работы печей при изменении параметров газа — давления и теплотворности его и т. п. В этом случае в первую очередь должен быть решен вопрос о выборе тепловой схемы печи, обеспечивающей рациональное использование газа в зависимости от указанных выше условий.

На практике приходится не только проектировать новые печи на природном газе, но и переводить существующие печи с мазута, твердого топлива, а иногда и с генераторного и других газов на природный газ. Так как нельзя предусмотреть всех возможных вариантов, следует по аналогии с ниже приводимыми материалами по печным агрегатам, запроектированным для работы на природном газе, и примерами по переводу существующих печей разрабатывать новые конструкции переводимых на газ печей. В связи с недостаточным изучением и освещением опыта эксплуатации печей, работающих на газе, в литературе, необходимо критически относиться к конструкциям, приведенным показателям работы печей, имея в виду, что по мере накопления опыта, могут появиться более совершенные решения и более высокие показатели работы печей.

Перевод печей с мазута на природный газ, поскольку целесообразно на известный период времени оставлять в виде резервного мазутное отопление, а также в зависимости от местных условий, может быть осуществлен по одному из следующих способов:

1) путем замены мазутных форсунок газовыми горелками (при этом тип горелки, их количество и расположение принимаются с учетом изложенных выше соображений);

2) путем замены мазутных форсунок газомазутными горелками или путем переделки существующих мазутных форсунок на газомазутные горелки с применением нужного горелочного камня. Причем следует обеспечить условия для выполнения требований по переводу на газ и получению необходимых показателей работы печи. Этот способ, в случае целесообразности его применения с точки зрения обеспечения теплообмена в печи, может иметь минимальные стоимость и сроки по переводу печей на газ;

3) путем установки газовых горелок при сохранении существующих форсунок, где это позволяет конструкция печи. При этом необходимо выбрать рациональную тепловую схему печи и установить горелки так, чтобы их факелы не могли бы повредить форсунок. При переводе печей с мазута на природный газ обеспечивается получение необходимой температуры и производительности печи, поскольку при выборе соответствующего способа сжигания газа, при получении высокой температуры горения и правильном использовании внутренней поверхности кладки как вторичного излучателя тепла, производительность печи не изменится и может даже повыситься. В высокотемпературных печах, таких как сталеплавильная мартеновская печь, для получения светящегося факела вместе с газом сжигается 20—30% мазута.

Перевод печей с генераторного и других низкокалорийных газов на природный газ осуществляется путем замены горелок соответствующими горелками для природного газа или путем приспособления имеющихся горелок для сжигания природного газа. При этом в каждом отдельном случае пересчитываются сечения горелки на минимальный и максимальный расхода газа, с тем чтобы скорости газа, воздуха и газовоздушной смеси находились в пределах значений, допустимых для применяемого газа. Необходимо также выбрать соответствующую конфигурацию и размеры горелочного камня или форкамеры.

Поскольку температура горения природного газа выше, чем у низкокалорийных газов, следует принять меры против местного перегрева изделий и непосредственного омывания их факелом.

Перевод печей с твердого топлива на природный газ может осуществляться с оставлением топки в качестве резервной или с демонтажом

ее. В первом случае в зависимости от нужной температуры в рабочем пространстве и назначения печи газовые горелки устанавливаются в рабочем пространстве или в топке при заложении колосниковой решетки огнеупорным кирпичом. Во втором случае топка демонтируется и разбирается, а горелки устанавливаются непосредственно на печи.

Поскольку генераторные газы и твердые топлива уступают мазуту по теплотехническим показателям, то замена их природным газом является более эффективной, чем замена мазута.

На многих заводах применяются электрические печи сопротивления для нагрева и термической обработки металла. В части перевода их на отопление природным газом по имеющемуся пока небольшому опыту можно руководствоваться следующими соображениями:

1) электрические печи сопротивления с температурой в рабочем пространстве выше 900—1000° С целесообразно переводить на газ, поскольку газовые печи обеспечивают быстрый подъем температуры и низкую стоимость тепловой энергии. Упрощается эксплуатация, так как обслуживание и ремонт газовых печей может производиться менее квалифицированной рабочей силой, отпадает потребность в дорогостоящих электронагревателях и фасонных огнеупорах, ремонт и изготовление газовых печей заводы могут осуществлять своими силами;

2) перевод электропечей на газ целесообразно производить в тех случаях, когда возможно максимальное использование их элементов (каркаса, кладки и др.) и где местные условия позволяют осуществить устройство дымоотводящих каналов, боровов и дымовой трубы для отвода продуктов горения из печей.

Обеспечение нормальной и безопасной работы цехов и печей на газе во многом зависит от правильно выбранной схемы разводки газа и воздуха (схемы рис. 11.1 ÷ 11.4).

Определение расхода природного газа при переводе промышленных печей на газ должно производиться с учетом использования того или иного топлива в печи. Использование топлива в печи зависит от вида топлива, от конструкции и режима работы печи, от удельной производительности печи, от температуры горения и характера пламени, от температуры отходящих газов, от организации теплообмена в рабочем пространстве и т. п.

При переводе с мазута и генераторного газа разница в расходе топлива получается за счет изменения температуры отходящих газов в результате разного использования тепла продуктов горения в печи.

Условный коэффициент использования тепла топлива в печи может быть определен по следующей формуле, удобной для практических расчетов:

$$\eta = \frac{Q_{н}^{р} - V_{пг} c_{ух} t_{ух}}{Q_{н}^{р}}, \qquad (16.1)$$

где $Q_{н}^{р}$ — теплотворность газа или мазута, *ккал/нм*³ или *ккал/кг*;
$V_{пг}$ — объем продуктов горения на 1 *м*³ газа или на 1 *кг* мазута;
$c_{ух}$ — теплоемкость продуктов горения;
$t_{ух}$ — температура продуктов горения, уходящих из печи.

Определяя условные коэффициенты для прежнего и нового топлива для разных печей и беря их отношение, получаем переводный коэффициент, на который нужно умножить расход прежнего топлива, чтобы получить расход природного газа.

Так, например, переводный коэффициент с мазута $Q_н^р = 9370$ *ккал/кг* на ставропольский природный газ с $Q_н^р = 8500$ *ккал/нм³* определяется для кузнечных печей при $t_{ух} = 1200°$ С

$$\eta_{маз} = \frac{9370 - 11{,}6 \times 0{,}35 \times 1200}{9370} = 0{,}49,$$

$$\eta_{прир} = \frac{8500 - 10{,}5 \times 0{,}34 \times 1200}{8500} = 0{,}49,$$

что дает коэффициент для расхода топлива:

$$K_{кузн} = \frac{0{,}49}{0{,}49} = 1{,}0.$$

Расходный коэффициент для ставропольского газа в кузнечных печах:

$$K_1 = \frac{Q^р_{н.\,маз}}{Q^р_{н.\,прир}} : K_{кузн} = 1{,}1 \ \frac{нм^3 \text{ прир.}}{кг \text{ мазута}}.$$

Эти коэффициенты используются при расчете расхода газа печами и расчете цеховых газопроводов.

Поскольку природный газ при горении дает примерно такую же температуру, как и мазут, и при хорошей организации теплообмена в печи можно получить температуру отходящих газов такую же, как при мазуте, то оба топлива будут равно экономичны.

Практика работы многих заводов, где печи переведены с мазута на природный газ, показала, что перевод на природный газ дал снижение удельных расходов топлива в печах. Это объясняется тем, что на мазуте печи работали недостаточно удовлетворительно (при бо́льшем избытке воздуха с химическим недожогом и др.).

При переводе с твердого топлива следует учитывать потери топочного процесса — провал, унос, химический недожог.

При оценке степени использования топлива и при определении его расхода пользуются удельными расходами тепла на килограмм нагреваемого металла, что дает возможность сравнивать печи, работающие на разных топливах.

В табл. 4.7—4.9 приведены примерные значения удельных расходов тепла в некоторых наиболее распространенных печах. Следует иметь в виду, что удельные расходы тепла для печей одного и того же назначения могут изменяться в широких пределах в зависимости от конструкции печи и ее состояния, от удельной производительности печи, от условий и качества эксплуатации. Пользуясь значениями удельных расходов и учитывая в каждом отдельном случае условия, от которых они зависят, можно контролировать задаваемые расходы топлива при переводе существующих печей на газ. При проектировании новых печей расход топлива определяют посредством составления теплового баланса печи.

Имеются большие возможности по сокращению расхода топлива в печах, работающих на заводах в настоящее время, за счет ускорения нагрева, устройства рекуператоров для подогрева воздуха, применения легковесного и изоляционного кирпича, улучшения конструкции печей и механизации их, автоматизации регулирования работы печи и др. Это необходимо учитывать при переводе печей на газ.

Ниже приводятся примеры перевода печей и сушил на газообразное топливо.

Нагревательные камерные печи являются распространенным и универсальным типом печей, так как в них можно нагревать при различных режимах разные по форме и размерам изделия, что делает их в ряде случаев незаменимыми.

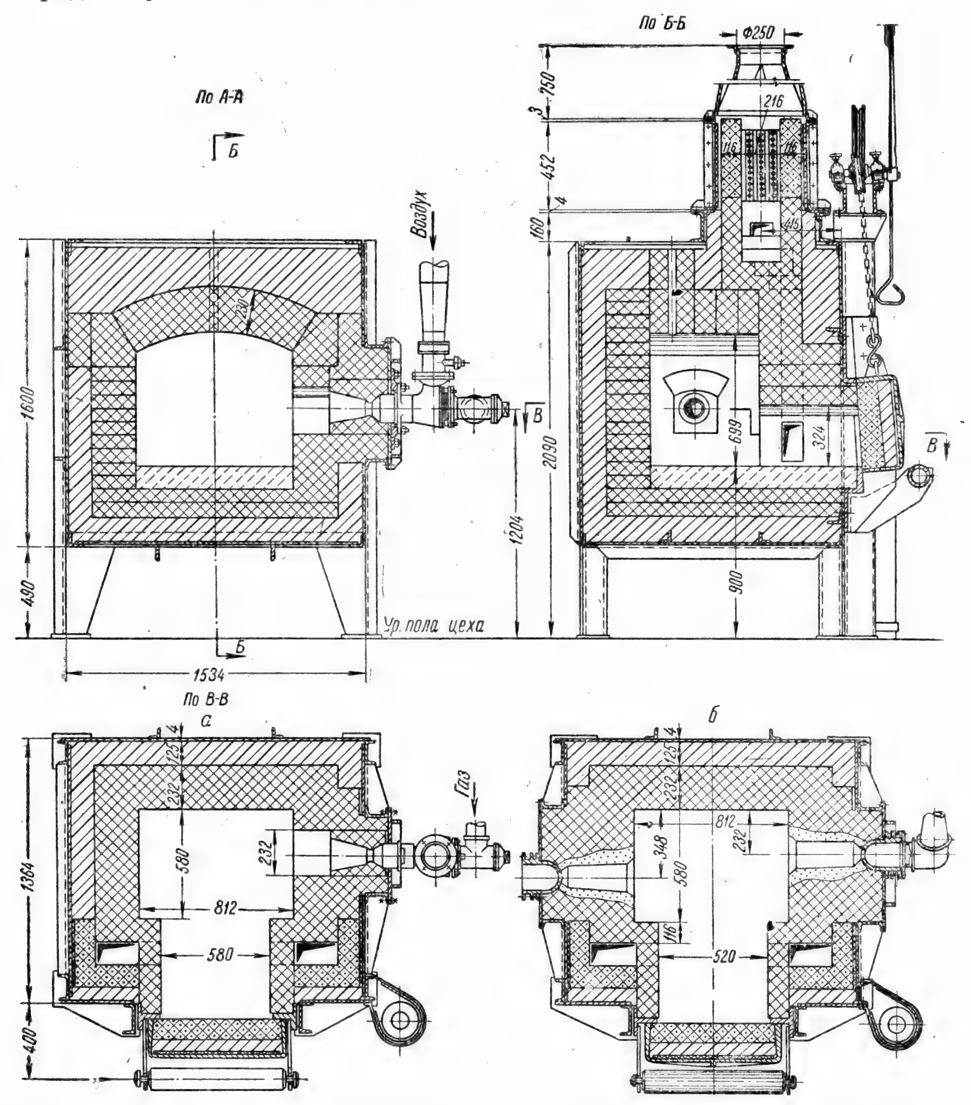


Рис. 16.2. Варианты переоборудования малой камерной нагревательной печи для сжигания газа.

Недостатками существующих камерных печей являются низкая удельная производительность и высокий удельный расход топлива. При переводе печей на газ показатели работы печей обычно улучшаются, ввиду преимуществ газообразного топлива.

На рис. 16.2 изображена камерная нагревательная печь с площадью пода 0,5 $м^2$ в двух вариантах (в плане) с горелками низкого давления (*а*) и с инжекционными горелками среднего давления (*б*). Горелки

установлены непосредственно в рабочем пространстве печи для получения прямого нагрева. С целью получения равномерного нагрева и высокой производительности инжекционные горелки, дающие «беспламенное» сжигание газа, установлены с двух боковых сторон печи. Отвод продуктов горения осуществляется через дымоотводящие каналы, расположенные в нише рабочего окна.

При горелках низкого давления на печи устанавливается рекуператор для подогрева воздуха, идущего на горение газа.

Производительность печи 120 *кГ/час*. Расход природного газа 22 *нм*^{3}*/час*.

Большая нагревательная камерная печь с выдвижным подом 18 *м*^{2} изображена на рис. 16.3. При переводе печи на газ установленные на ней мазутные форсунки Стальпроекта приспосабливаются для сжигания газа (рис. 16.4).

Для рационального и безопасного сжигания газа и обеспечения быстрого перехода с одного вида топлива на другой часть деталей внутри форсунки заменяется новыми, имеющими внешние габариты такие же, какие были ранее при мазуте. Газ подводится к выходному сечению горелки под давлением до 250 *мм* вод. ст. и выводится через несколько отверстий. Направление струй газа выбрано так, чтобы обеспечить факельное сжигание газа. Переход с мазуа на газ и обратно осуществляется отключением мазута или газа. Подвод воздуха для горения остается без изменения при газе и при мазуте.

Печь имеет боковые топки. Газомазутные горелки установлены с двух боковых сторон печи симметрично с целью получения равномерного нагрева изделий. Факелы горелок перевальными стенками направляются вверх, и только небольшая часть продуктов горения может попадать под низ изделий через отверстия, сделанные в перевальной стенке. Продукты горения отводятся внизу с пода печи через каналы, расположенные вдоль боковых стен ее. Печь оборудована рекуператором для подогрева воздуха до 250—300° С. Производительность печи 3000 *кГ/час*, расход природного газа 390 *нм*^{3}*/час*.

При нагреве металла под ковку и штамповку в камерных нагревательных печах имеют место потери металла с окалиной, достигающие 3—5% от веса нагреваемых заготовок. Кроме того, наличие слоя окалины на изделиях создает необходимость в дорогостоящей обработке поверхности и приводит к быстрому износу штампов и приспособлений. При переводе печей на газ открываются возможности защиты металла от окисления при нагреве его, так как продукты горения природного газа могут быть использованы в качестве защитного газа. С этой целью в рабочей камере печи природный газ сжигается с количеством воздуха, равным 0,4—0,6 от необходимого для полного горения, в результате чего получается безокислительная атмосфера в печи. Далее осуществляется дожигание газа в отдельной камере, и тепло продуктов горения используется на высокий подогрев воздуха, необходимый для получения высокой температуры в печи. Для этой же цели к воздуху добавляют кислород (при недостаточной температуре подогрева воздуха).

На рис. 16.5 изображена камерная нагревательная печь с вращающимся подом для безокислительного нагрева металла, проект которой разработан Ленинградским отделением института «Теплопроект». Газ сжигается с помощью двух горелок низкого давления с недостатком воздуха в основной камере печи, где получается высокая температура и металл нагревается до 1200° С.

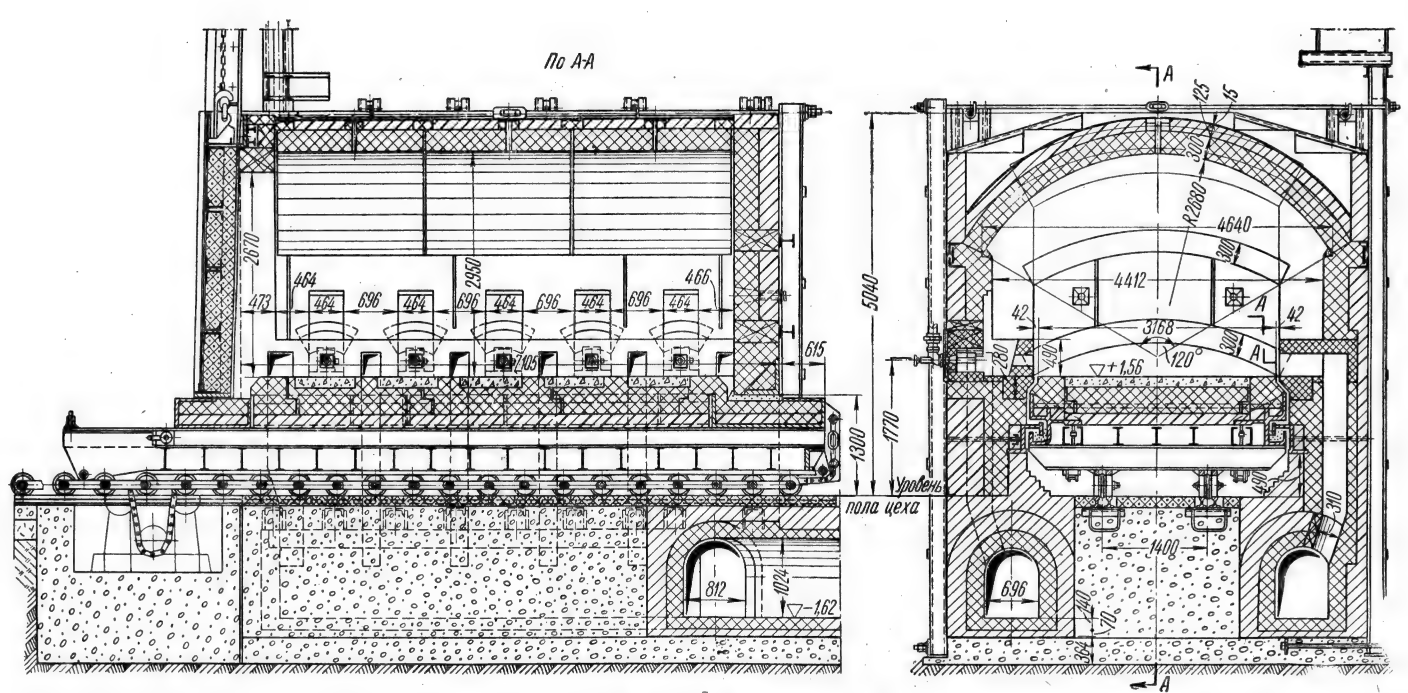


Рис. 16.3. Переоборудование большой нагревательной печи на сжигание газа с помощью приспособления мазутных форсунок под горелки.

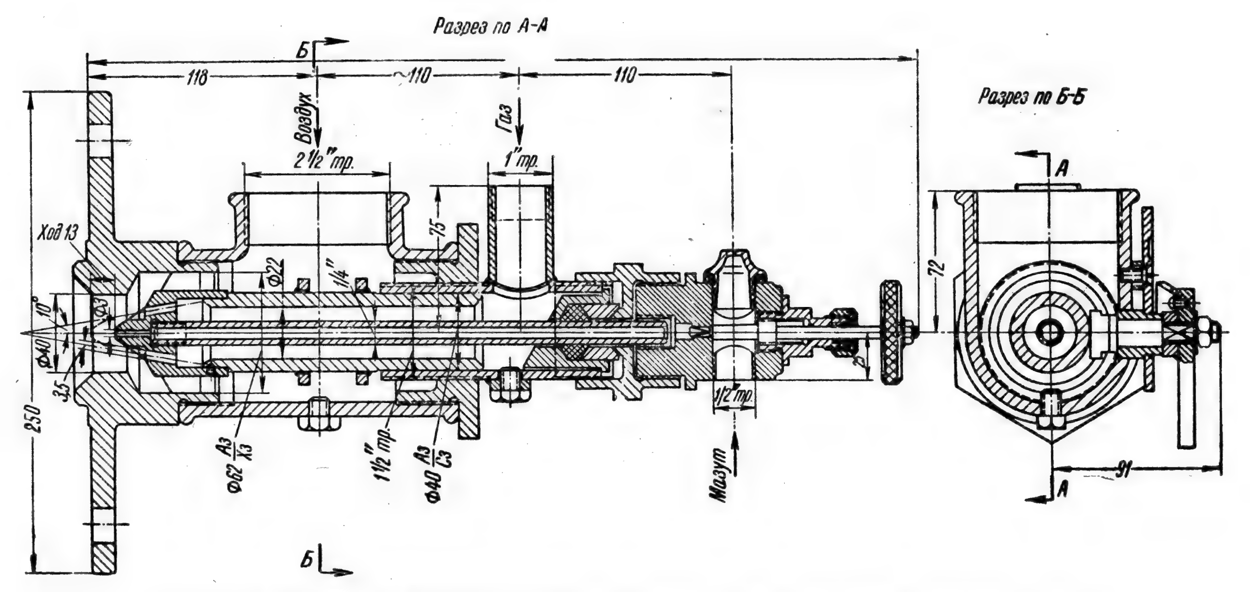


Рис. 16.4 Мазутная форсунка, приспособленная для сжигания природного газа.

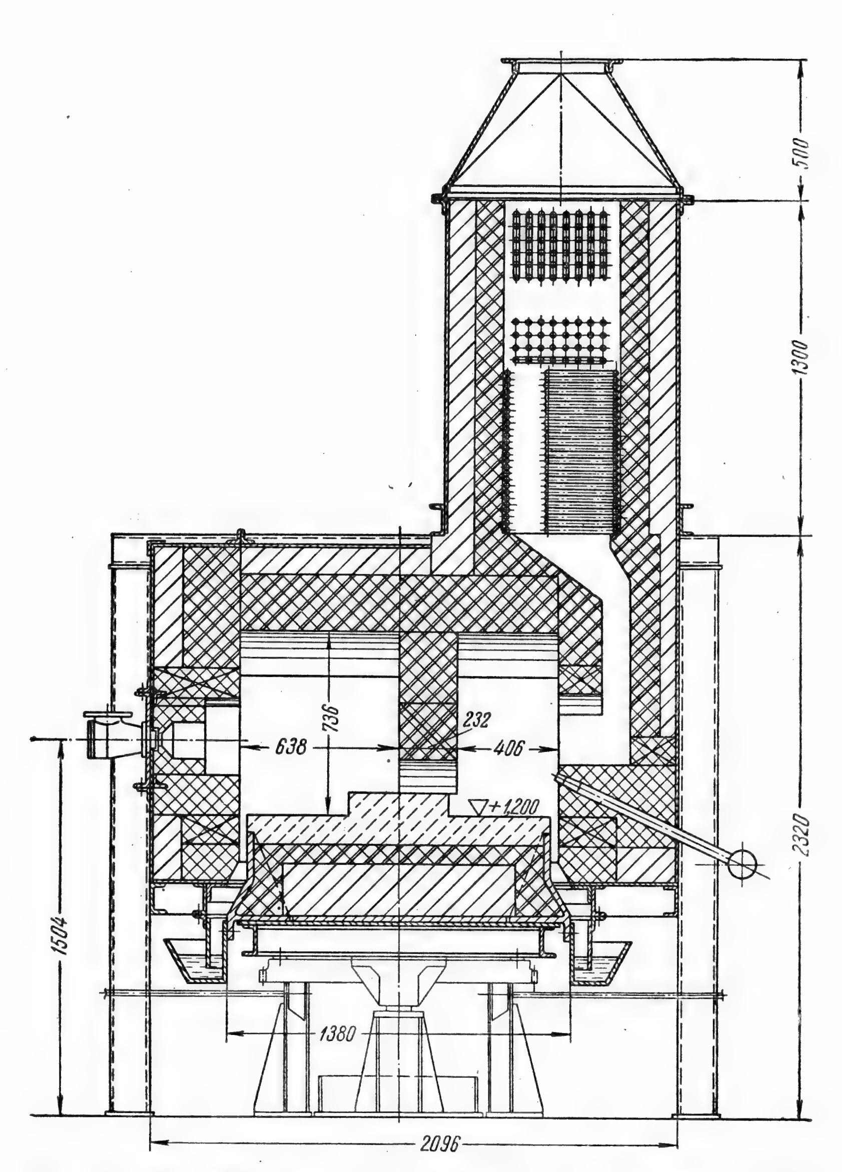


Рис. 16.5. Переоборудование на газ камерной нагревательной печи с вращающимся подом для безокислительного нагрева металла.

С целью получения необходимой температуры в печи воздух подогревается в радиационно-конвективном рекуператоре до 600° С и, кроме того, обогащается кислородом. Во второй камере печи производится дожигание газа, для чего туда подается отдельными трубками воздух, в ней развивается высокая температура, благодаря чему металл подогревается до 600—650° С, при которой еще не образуется окалина. Перемещение нагреваемых заготовок из одной камеры печи в другую осуществляется вращающимся подом. Продукты горения из печи отводятся в рекуператор и далее в атмосферу.

На многих заводах имеются камерные регенеративные нагревательные печи. Перевод таких печей на газ при сохранении прежнего топлива

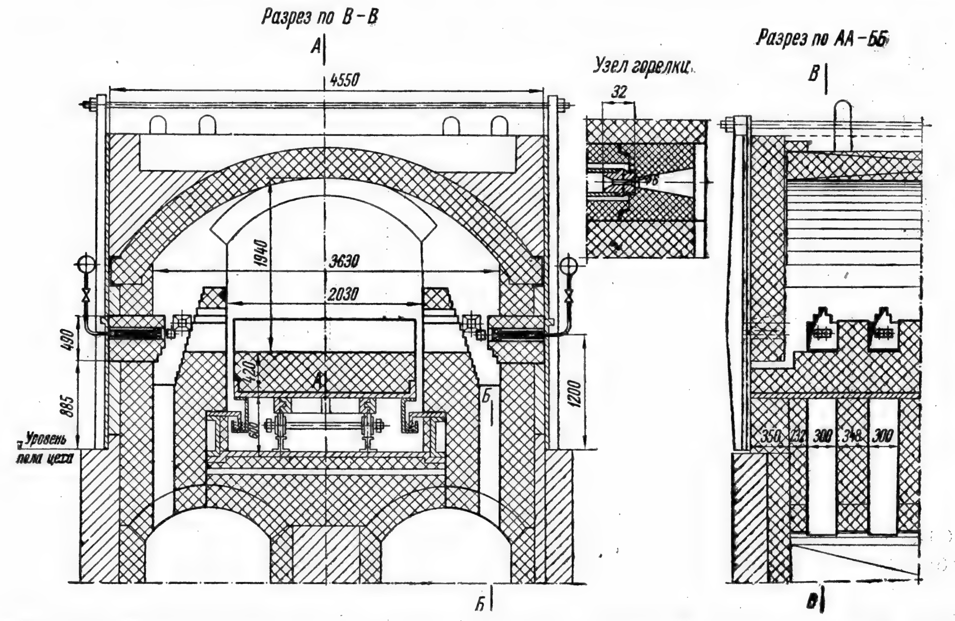


Рис. 16.6. Переоборудование на газовое топливо камерной регенеративной печи с выдвижным подом.

(мазута) в качестве резервного удобно осуществляется путем распределенного подвода газа трубками небольшого диаметра с боковых сторон печи. Трубки эти оканчиваются соплами и подводят газ в горелочный камень (рис. 16.6). Газ, подводимый отдельными струями, смешиваясь с горячим воздухом, идущим из регенераторов, сгорает в рабочем пространстве печи. Продукты горения отводятся с пода печи через регенераторы и борова в дымовую трубу.

Замена угольных кузнечных горен на газовые осуществляется путем установки небольших печей — горен (рис. 16.7) для нагрева мелких заготовок.

Горно оборудовано горелками низкого давления, но возможно в них применение инжекционных горелок среднего давления. Отвод продуктов горения осуществляется под колпак.

В печах для термической обработки осуществляется нагрев изделий для отпуска и закалки, отжига и нормализации.

На рис. 16.8 изображена камерная термическая печь с нижними и верхними горелками. Такое расположение горелок позволяет использо-

вать печь для низкотемпературной термической обработки (до 650°) при работе нижних горелок и для высокотемпературной термической обработки (850—1100°) при работе верхних горелок. В этой печи применяются горелки низкого давления или инжекционные горелки среднего давления.

Во многих печах осуществляется высококачественная термическая обработка изделий, что достигается при двухстороннем нагреве изделий.

Для этого в современных печах организуется интенсивная внутренняя рециркуляция газов в рабочем пространстве печи. Рециркуляция получается за счет энергии струй газов, выходящих из горелок в специальное инжекционное устройство, расположенное в кладке стен печи. В инжекционном устройстве подсасывается часть продуктов горения из рабочего пространства, далее смесь выбрасывается опять туда же, благодаря чему

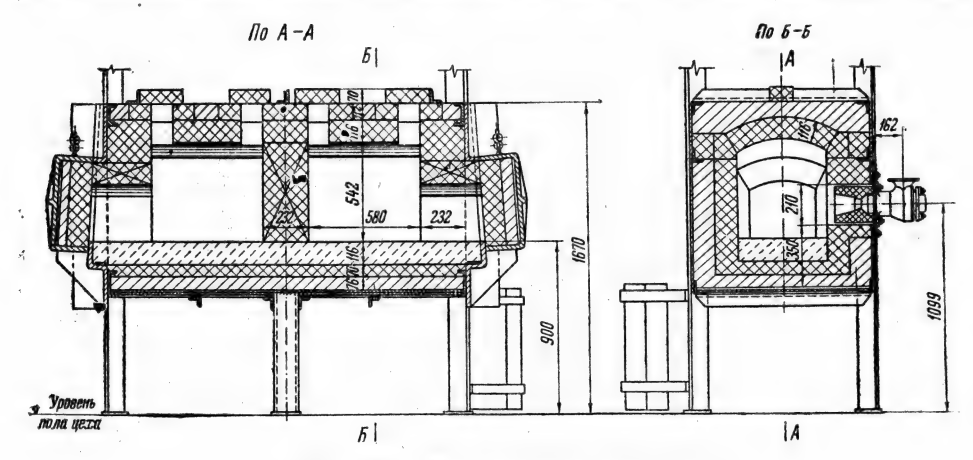


Рис. 16.7. Двухкамерная печь-горно.

создается усиленное движение газов вокруг изделий и достигается равномерный нагрев и высокая производительность печи.

На рис. 16.9 изображена в разрезе туннельная печь для качественной термической обработки. При переходе на газ в ней применяется интенсивная внутренняя рециркуляция газов в рабочем пространстве. Этим достигается снижение температуры факела до температуры, близкой к температуре нагрева изделий. Горелки низкого давления расположены в два ряда по высоте печи с расчетом, чтобы газы равномерно омывали изделия.

Продукты горения отводятся со стороны загрузки, поэтому печь работает как методическая.

В аналогичной туннельной печи, применяющейся для отпуска изделий, используется рециркуляция газов, но в этом случае приходится газ полностью сжигать в выносной топке, после чего продукты горения подаются по каналам вверх. Поскольку в печи поддерживается низкая температура (до 650°), при которой не могут протекать процессы горения, в печь могут выводиться газы из топки с законченными реакциями горения.

В настоящее время распространенным чугуноплавильным агрегатом является коксовая вагранка. Коксовые вагранки, считающиеся экономичными установками, имеют тот недостаток, что металл насыщается углеродом и серой из кокса.

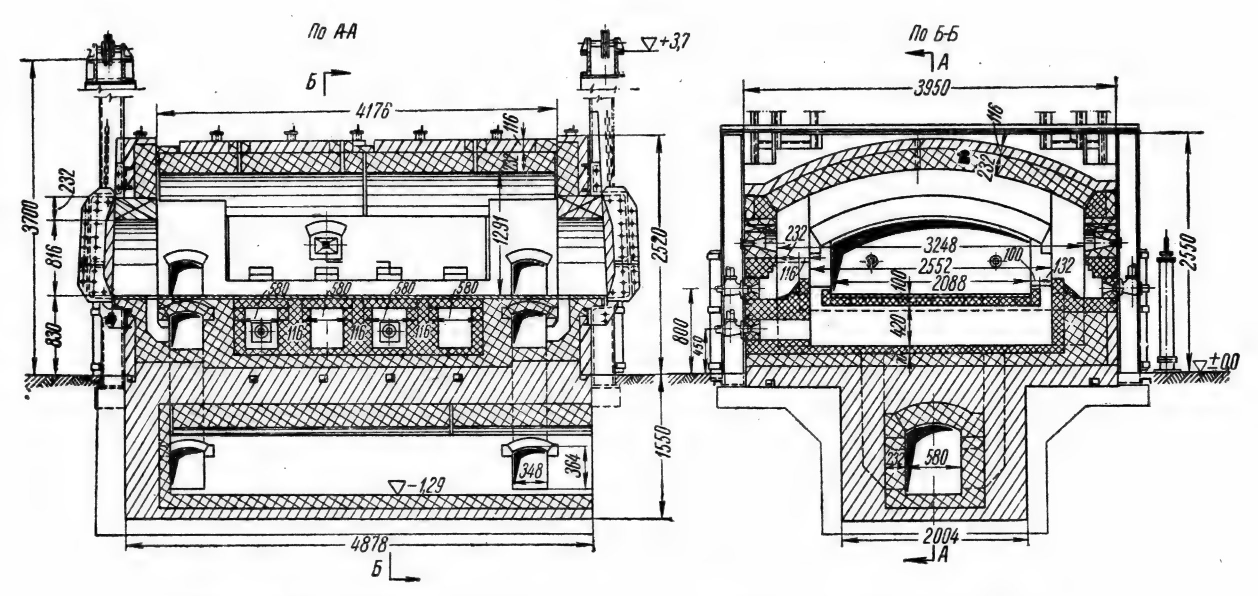


Рис. 16.8. Камерная термическая печь с верхними и нижними горелками.

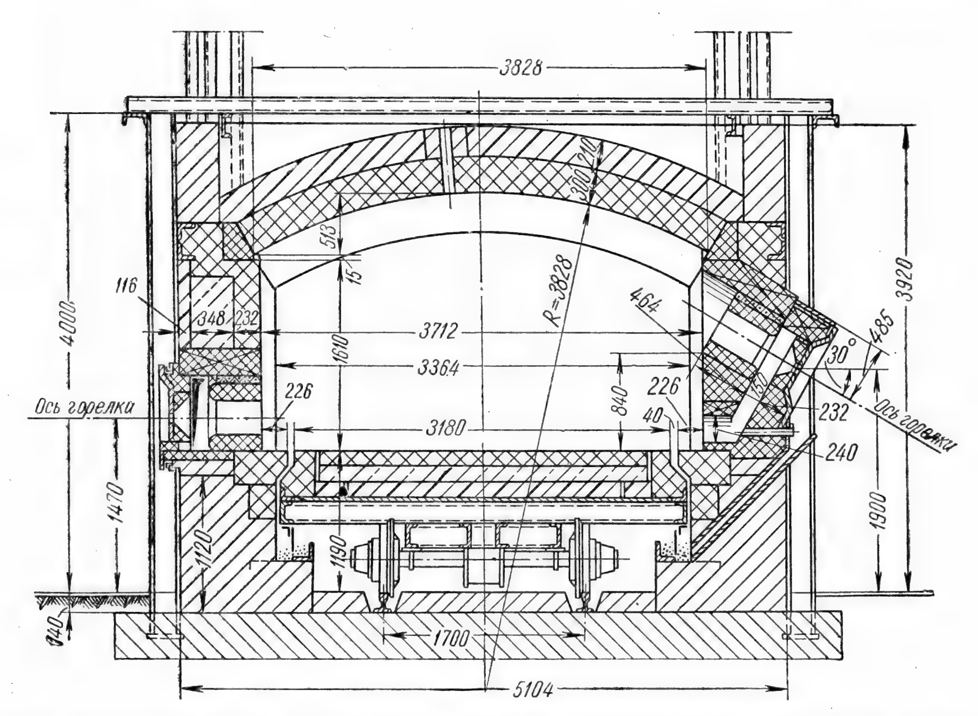


Рис. 16.9. Туннельная печь для термической обработки с рециркуляцией газов.

Этот недостаток полностью устраняется при замене кокса природным газом, и чугун приобретает повышенные механические свойства.

После опытов на Бакинском судоремонтном заводе им. Парижской Коммуны разработана конструкция чугуноплавильной печи на газе, состоящая из шахты, расширенного ската и копильника (рис. 16.10). В шахту печи загружается металлическая шихта и флюсы, где они разогреваются. Плавление происходит у основания шахты и на скате.

В торце чугуноплавильной печи установлены газовые горелки. Поскольку печи работают с противодавлением и с подогретым воздухом, установлены горелки предварительного смешения с принудительной подачей газа и воздуха.

В печи достигается перегрев чугуна до 1380—1400° С.

Расход газа составляет 100—120 *нм*^{3} на 1 *т* завалки.

Производительность вагранки остается та же, что и у коксовой вагранки. Время разогрева, кладки 45—50 мин.

На Харьковском заводе ХЭМЗ разработан способ отопления вагранки природным газом, при котором только 50% кокса заменяется газом. Для этой цели над фурменным поясом вагранки устанавливаются четыре газовые горелки предварительного смешения с принудительной подачей газа и воздуха. В туннеле горелки газ полностью сжигается, и в печь подаются продукты горения с высокой температурой, которые подогревают шихту. Давление газа у горелки 0,5 *ати*, давление воздуха — 600 *мм* вод. ст.

Температура чугуна на жолобе 1400—1420° С.

Расход кокса 75 *кГ* и природного газа 35 *м*^{3} на тонну жидкого чугуна. Производительность вагранки возросла на 15—20%.

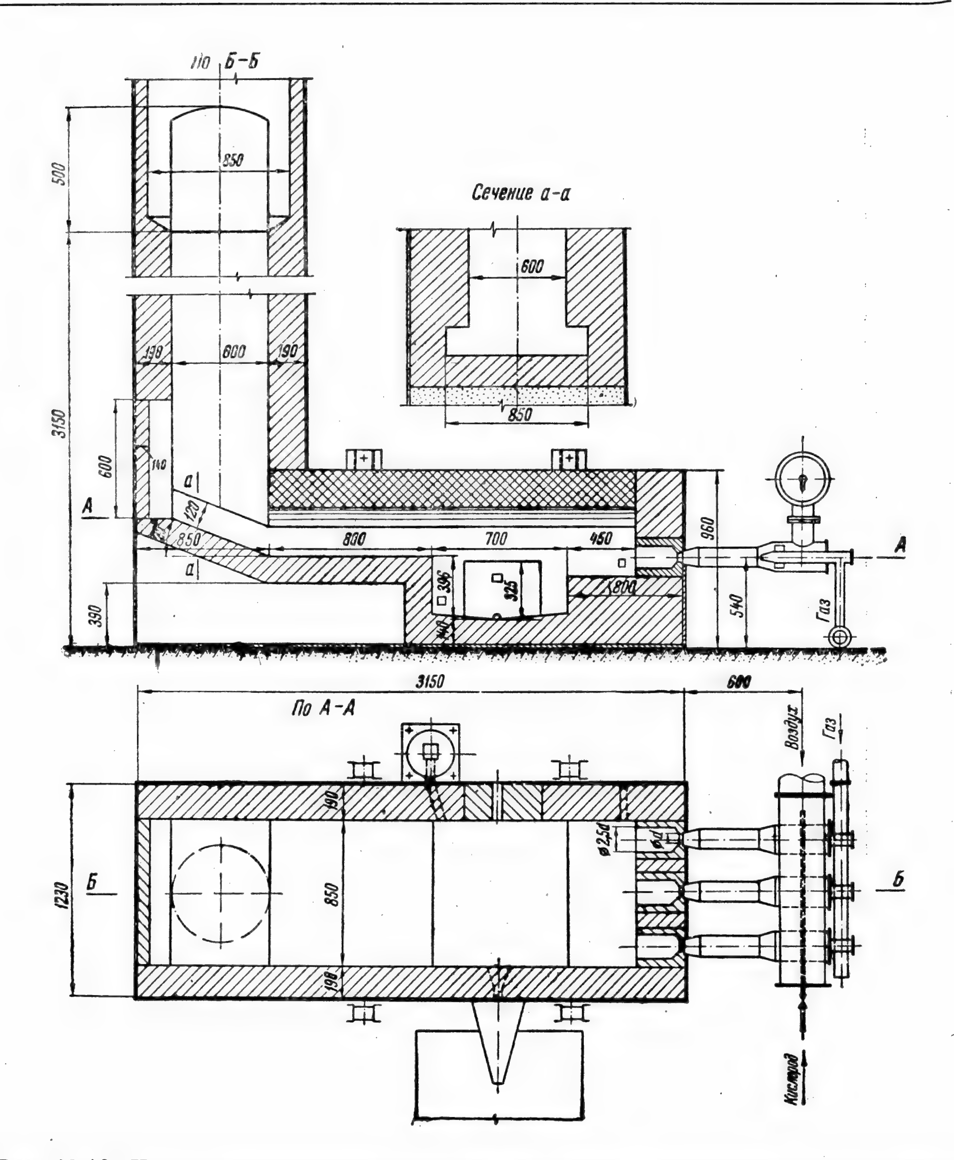


Рис. 16.10. Чугуноплавильная печь на газовом топливе, переделанная из вагранки.

В тигельной поворотной плавильной печи (рис. 16.11) плавка металла производится в графитном тигле, устанавливаемом на графитошамотной подставке.

Горелка устанавливается тангенциально внизу, и продукты горения, двигаясь вокруг подставки и тигля, отводятся через отверстие вверху печи. В этой печи могут применяться горелки низкого давления или инжекционные горелки среднего давления.

На рис. 16.12 изображено камерное сушило для сушки литейных форм. Газовые горелки установлены в топке и обеспечивают полное сжигание газа, после чего продукты горения смешиваются с дымовыми газами и подаются через распределительный канал в сушило. На рисунке изо-

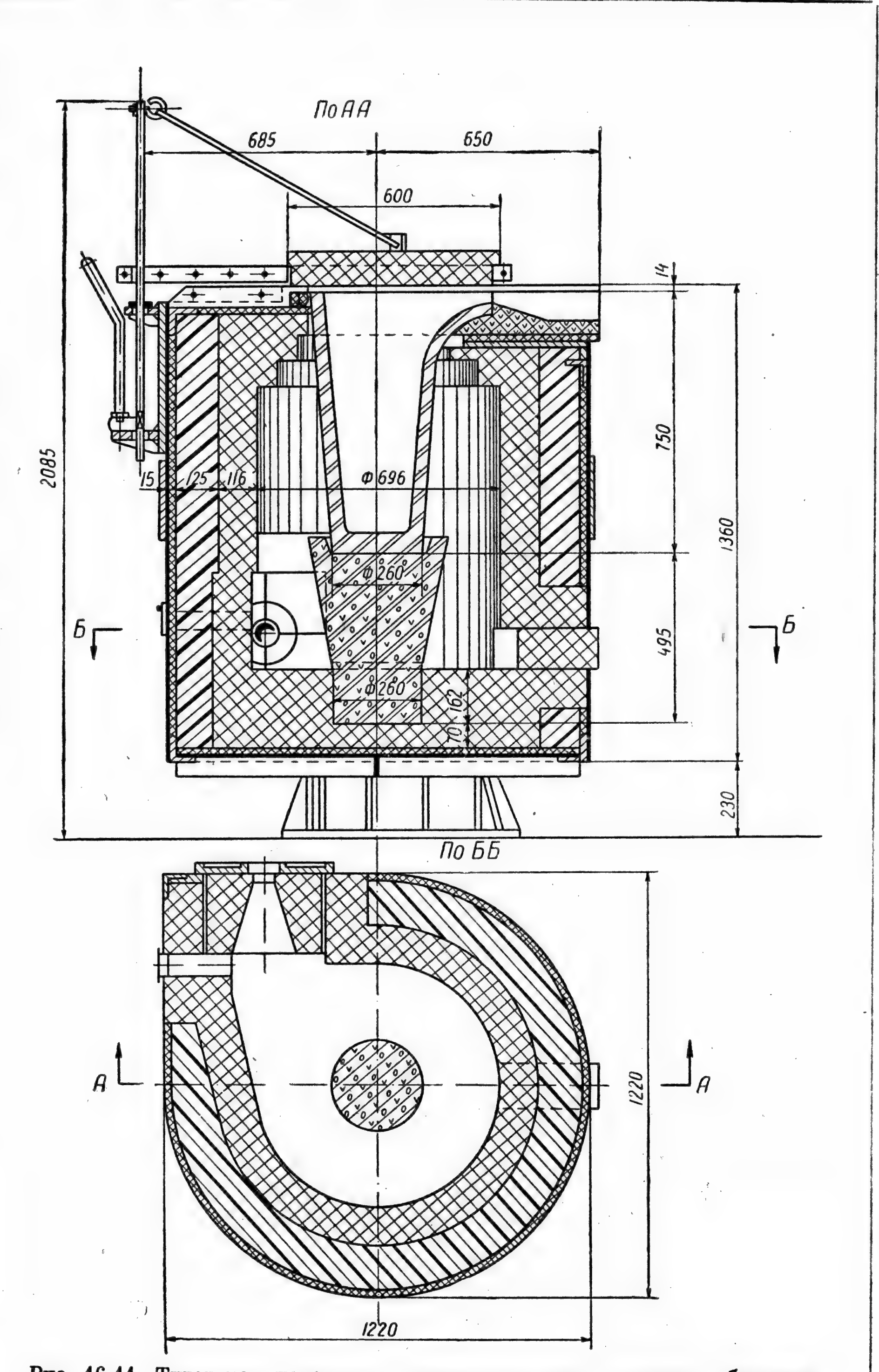


Рис. 16.11. Тигельная поворотная плавильная печь с газовым обогревом.

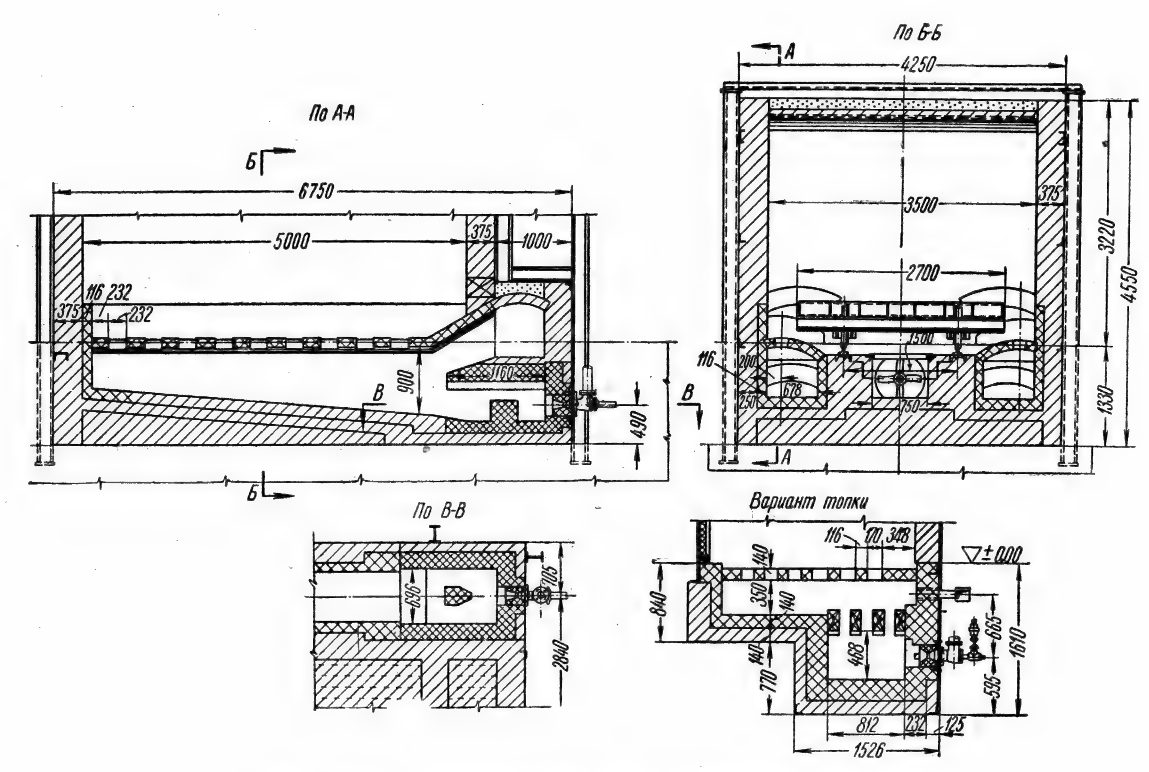


Рис. 16.12. Камерное сушило для сушки литейных форм.

бражен один из вариантов топки. В такого рода сушилах могут применяться горелки низкого и среднего давления.

Для сушки мелких ковшей применяют стенды, отапливаемые твердым топливом. При переводе их на отопление природным газом, колосниковая решетка закладывается шамотным кирпичом, и на место топочной дверцы устанавливается газовая горелка низкого или среднего давления (рис. 16.13). Продукты горения отводятся через трубу в атмосферу или под колпак.

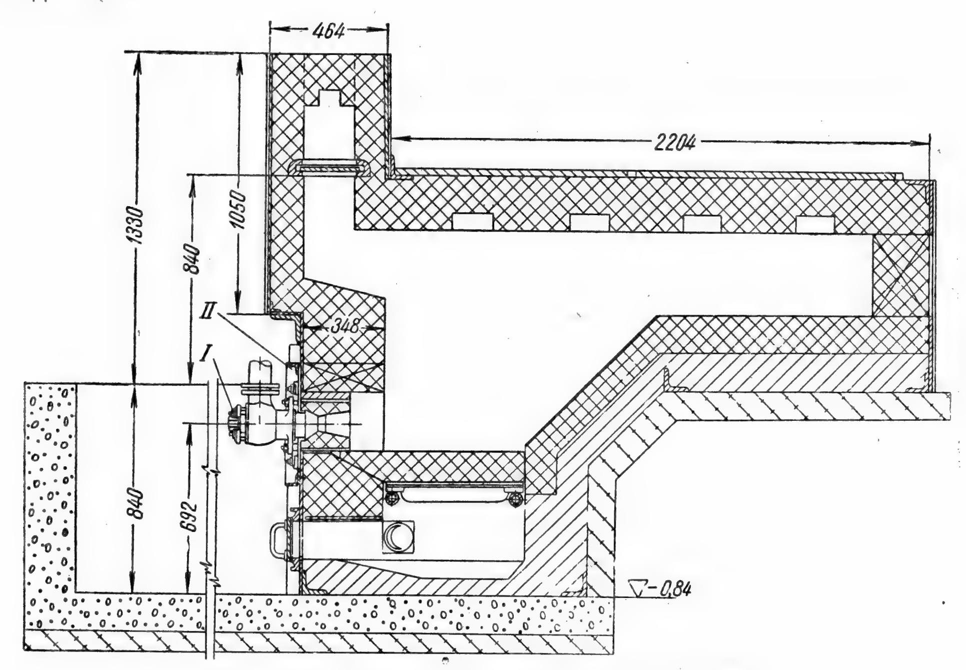


Рис. 16.13. Стенд для сушки мелких ковшей.

Большие ковши могут подвергаться сушке в горизонтальном положении. При переводе с твердого топлива на газ таких сушил колосниковая решетка закладывается кирпичом, и в отверстие топочной дверцы устанавливается газовая горелка. Продукты горения отводятся под колпак.

При сушке ковшей в вертикальном положении (рис. 16.14) они с помощью крана ставятся в определенное место. Сверху ковша подводится крышка, в которой установлена газовая горелка низкого или среднего давления. Крышка с помощью кронштейна и лебедки может подниматься и отводиться в сторону вместе с горелкой, для чего газ и воздух или только газ подводятся к горелке через гибкий рукав.

Для приближения продуктов горения к днищу ковша они от горелки отводятся вниз с помощью трубы, футерованной внутри огнеупорной массой. Продукты горения после сушки отводятся под колпак.

2. Применение газа в текстильной промышленности

В текстильной промышленности горючие газы применяются для сушки и термической обработки ткани, опалки ткани, обработки ткани на горячих каландрах, а также для производства пара, горячей воды и коммунально-бытовых нужд.

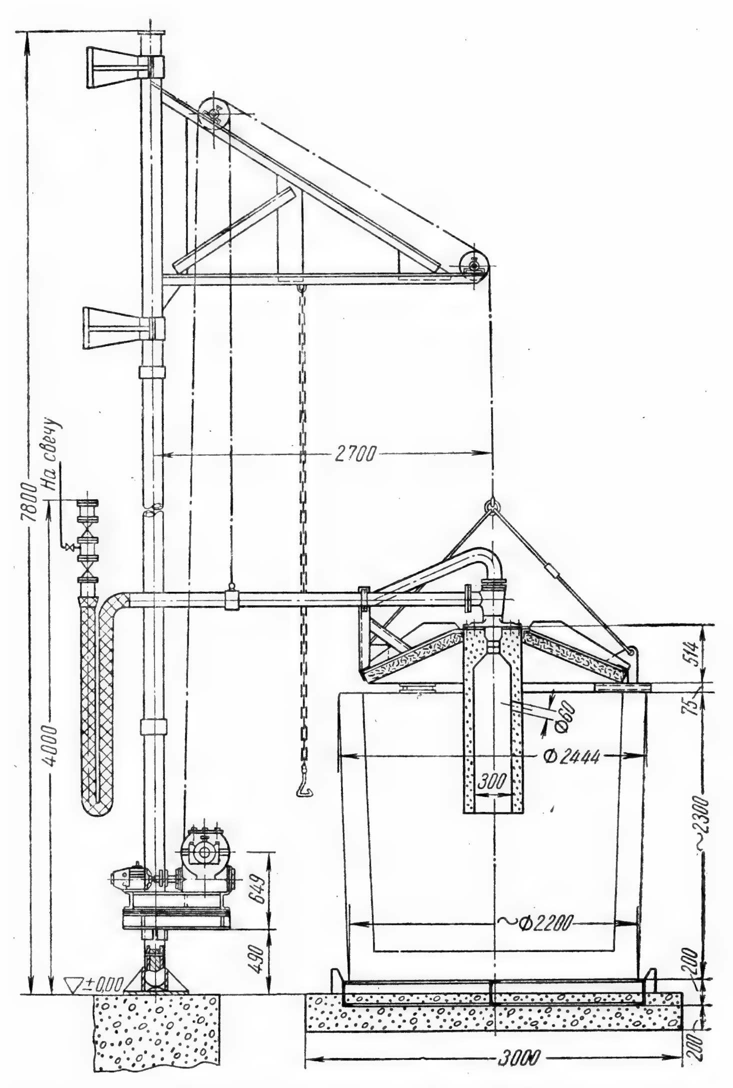


Рис. 16.14. Стенд для сушки больших ковшей в вертикальном положении.

Сушка тканей производится в сушильно-отделочных машинах или сушильных камерах, использующих наиболее часто в качестве сушильного агента смесь продуктов полного сгорания газа с воздухом.

На рис. 16.15 приведена роликовая сушильно-отделочная машина завода им. Барышникова, состоящая из сушильной камеры с приводом для движения ткани, установки для производства сушильного агента, циркуляционного и вытяжного вентиляторов.

Получение сушильного агента и его движение в камере осуществляется следующим образом: горючий газ с помощью двух гарелок, работающих на принудительно подающемся воздухе, поступает в керамические туннели, где происходит его полное сгорание. Из туннелей продукты сгорания с высокой температурой входят в смесительную трубу, расположенную под сушильно-отделочной машиной, в которую через отверстия жалюзийной решетки поступает атмосферный воздух, охлаждая продукты сгорания газа до необходимой температуры.

Далее смесь проходит в сушильную камеру, в которой сушильный агент и ткань двигаются в прямотоке. Это приводит к тому, что в первой зоне камеры сушильный агент соприкасается с наиболее влажной тканью, благодаря чему температура его за счет интенсивного испарения влаги быстро падает.

Для подогрева охлажденной сушильной смеси во второй зоне к ней добавляется часть горячего сушильного агента, поступающего из смесительной трубы через пустотелую перегородку *4*.

Из второй зоны сушильный агент поступает в циркуляционный вентилятор, последний нагнетает его через коллектор в короба (со щелевидными соплами для выхода смеси), расположенные между петлями движущейся по роликам ткани.

Таким образом, дальнейший нагрев и сушка ткани осуществляются за счет излучения нагретых коробов и обдувания ткани по всей ширине сушильным агентом, выходящим из щелевидных сопел.

Затем охлажденный и насыщенный влагой сушильный агент проходит под перегородкой *7*, отделяющей последнюю зону от остальной части сушилки, поднимается, омывая ткань, к верху и удаляется вытяжным вентилятором через трубу в наружную атмосферу.

Скорость движения ткани в машине изменяется с помощью вариатора в пределах от 40 до 120 *м/мин*. Все ролики машины имеют принудительное движение за исключением двух нижних вращающихся за счет трения о них ткани. Последнее сделано для автоматического отключения газа при их остановке.

Степень разбавления продуктов сгорания газа воздухом регулируется с таким расчетом, чтобы температура сушильного агента при толстых и высоковлажных тканях в первой зоне не превышала 550° С, а на выходе из второй зоны 200—220° С.

Температура газов, отводимых из камеры составляет около 80—100° С, а их влагосодержание 200—250 *г* на 1 *кГ* сухого сушильного агента. Температура ткани на выходе из машины около 60° С, а ее остаточная влажность 5—6%.

Производительность однополотенной сушильно-отделочной машины марки ГСО-1 по количеству испаренной влаги составляет от 500 до 600 *кГ/час* при нормальных температурах сушильного агента от 430 до 460° С.

Результаты испытаний этой машины приведены в табл. 16.2.

Производительность по количеству испаренной влаги выпускаемых сушильно-отделочных машин марки ГСО-2 превышает 600 *кГ/час*. Их

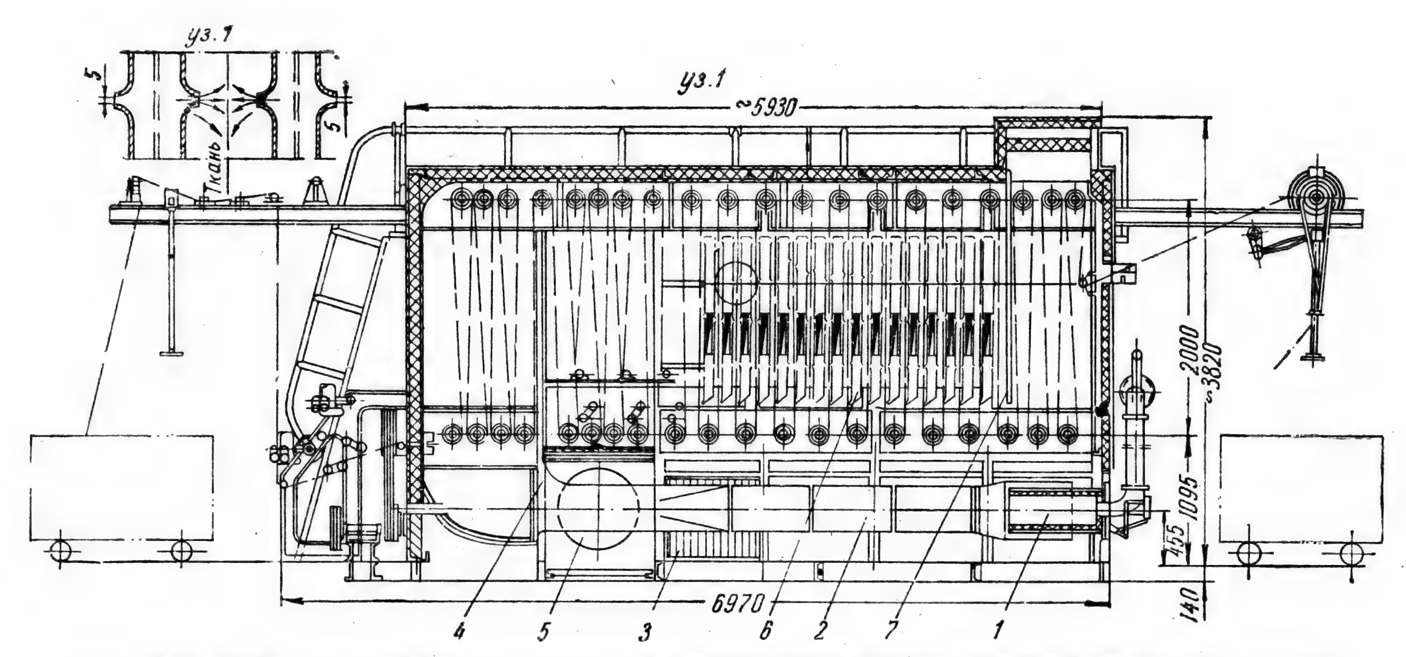


Рис. 16.15. Схема роликовой сушильно-отделочной машины, марки ГСО-1, работающей на газовом топливе:

1 — керамический туннель горелки с принудительной подачей воздуха; *2* — смесительная труба; *3* — жалюзийные отверстия для впуска воздуха; *4* — пустотелая перегородка; *5* — всасывающее отверстие циркуляционного вентилятора; *6* — сопловые камеры; *7* — перегородка.

Таблица 16.2

Характеристика работы сушильно-отделочной машины марки ГСО-1

Показатели	Артикул ткани		
	Шерстянка 176	Штапель 4150	Миткаль 560
Вес 1 *м* сухой ткани, *Г*	98	127	81,5
Ширина сухой ткани, *см*	73	76,5	75,7
Средняя скорость (производительность), *м/мин*	85	60,8	85,5
Вес ткани после сушки, *кГ/час*	481,6	430,1	404,4
Испарено влаги, *кГ/час*	529,2	568,3	439,5
Начальная влажность ткани, %	116,4	141,4	116
Конечная влажность %	3,1	4	3,5
Расход газа, *нм*^{3}*/час*	64	71,9	60
Теплота сгорания газа, *ккал/нм*^{3}	6500	6970	6150
Расход тепла на 1 *кГ* влаги, *ккал*	782	854	813,4
Коэффициент полезного действия, %	79,1	71,5	75,4
Температура в сушильной камере в начале сушки, °С	438	461	430
Температура на выходе из сушильной камеры, °С	100	90	92
Температура ткани на выходе, °С	60	65	60
Влагосодержание уходящих газов, грамм на 1 *кГ* сухого воздуха	160	157	155

отличием является наличие контактного теплообменника, повышающего тепловой коэффициент полезного действия машины.

Насыщенная водяными парами газовоздушная смесь вытяжным вентилятором направляется в контактный теплообменник, где нагревает за счет тепла газов и конденсации водяных паров стекающую холодную воду.

Для обеспечения высокоэффективной и безопасной работы сушильно-отделочные машины оборудуются автоматикой регулирования и безопасности и приборами контроля и сигнализации (рис. 16.16). В настоящее время применение в таких машинах получила пневматическая автоматика.

Газ низкого давления проходит через регулятор-стабилизатор (при колебании давления газа), отсекательный клапан, дроссельную заслонку и поступает в газовые горелки.

Регулирование температуры процесса сушки осуществляется автоматическим изменением количеств подаваемых в горелки газа и воздуха. Это производится с помощью пропорционирующего механизма, получающего импульс от терморегулятора. При повышении температуры в камере терморегулятор уменьшает проход воздуха в надмембранное пространство пропорционирующего механизма, что приводит к прикрытию дроссельных заслонок, уменьшающих количество поступающих в горелки газа и воздуха.

Снижение температуры в камере приводит к увеличению прохода воздуха, открытию дроссельных заслонок и увеличению пропорционального количества газа и воздуха, поступающих в горелки.

При прекращении подачи воздуха (остановка вентилятора) падает давление в подмембранной полости газовоздушного клапана, что приводит к открытию прохода газа в надмембранную полость клапана-отсекателя, выравниванию давлений в надмембранной и подмембранной полостях, опусканию клапана и отключению потока газа к горелкам.

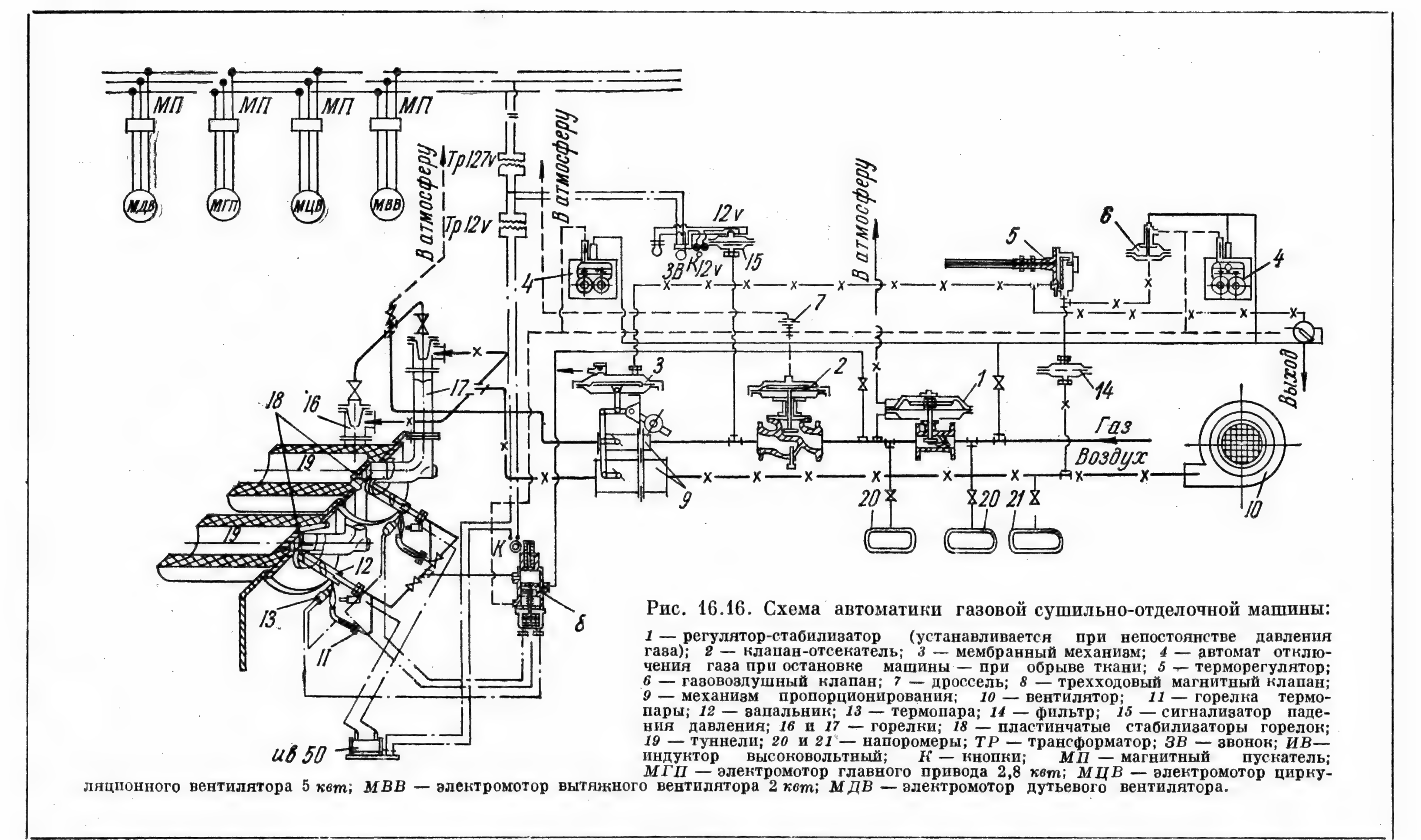


Рис. 16.16. Схема автоматики газовой сушильно-отделочной машины:

1 — регулятор-стабилизатор (устанавливается при непостоянстве давления газа); *2* — клапан-отсекатель; *3* — мембранный механизм; *4* — автомат отключения газа при остановке машины — при обрыве ткани; *5* — терморегулятор; *6* — газовоздушный клапан; *7* — дроссель; *8* — трехходовый магнитный клапан; *9* — механизм пропорционирования; *10* — вентилятор; *11* — горелка термопары; *12* — запальник; *13* — термопара; *14* — фильтр; *15* — сигнализатор падения давления; *16* и *17* — горелки; *18* — пластинчатые стабилизаторы горелок; *19* — туннели; *20* и *21* — напоромеры; *ТР* — трансформатор; *ЗВ* — звонок; *ИВ* — индуктор высоковольтный; *К* — кнопки; *МП* — магнитный пускатель; *МГП* — электромотор главного привода 2,8 *квт*; *МЦВ* — электромотор циркуляционного вентилятора 5 *квт*; *МВВ* — электромотор вытяжного вентилятора 2 *квт*; *МДВ* — электромотор дутьевого вентилятора.

Возобновление подачи воздуха приводит к закрытию прохода газа через газовоздушный клапан в надмембранную полость клапана-отсекателя, сбросу давления из надмембранной полости через дроссель в атмосферу и открытию клапана-отсекателя.

Воспламенение поступающих в этом случае в горелки газа и воздуха происходит от постоянно действующего запальника.

При чрезмерном падении давления газа или при угасании запальника электромагнитный клапан отключит поток газа к запальной горелке, направив его в надмембранную полость клапана-отсекателя. Это приведет к выравниванию давлений и отключению поступления газа. Подача воздуха при этом не прекратится и будет обеспечивать вентиляцию камеры.

Прекращение подачи газа приведет к падению давления в подмембранной полости сигнализатора падения давления. Это вызовет его замыкание и включение звонка или светового сигнала.

Важнейшим элементом автоматики безопасности в машине является также автомат, отключающий подачу газа при обрыве ткани. Этот автомат представляет собой шестеренчатый насос, который при вращении ролика машины поддерживает при помощи давления масла сердечник в крайнем верхнем положении, закрывая поступление газа в надмембранное пространство клапана отсекателя. При обрыве ткани или остановке машины насос остановится, сердечник под действием веса опустится и откроет поступление газа в надмембранную полость клапана-отсекателя, что приведет к отключению поступления газа к горелкам.

Опыт показывает, что сушильные машины, работающие на газовом топливе, успешно применяются и для термической обработки тканей после их специальных пропиток для придания тканям огнестойкости, водоупорности, малоусадочности, увеличения прочности окраски и других свойств. В табл. 16.3 приводятся данные по производительности и температурному режиму работы сушильно-отделочных машин при термической обработке тканей.

Средний расход тепла в газе при производительности машины 3600 *м* ткани в час составляет около 120 тыс. *ккал/час*. Температура при термической обработке тканей поддерживается на относительно постоянном уровне.

Таблица 16.3

Некоторые данные по производительности и температурному режиму сушильно-отделочных машин при термической обработке тканей

Наименование процесса термической обработки	Температура циркулирующего агента, °C	Производительность машины, *м/мин*	Продолжительность процесса, мин.
Закрепление малоусадочной и несмываемой пропитки тканей из штапельного полотна	150	45—50	1,9—1,7
То же, закрепление водоупорной пропитки	140—145	55	1,55
Закрепление водоупорной пропитки шелка	170	57	1,5
Закрепление препарата для увеличения прочности окраски	160	60	1,4
Закрепление несмываемого препарата	160—170	60	1,4

Опаливание ткани на предприятиях текстильной промышленности производится с целью хорошей отделки ее при последующих технологических операциях. Сущность процесса опаливания заключается в сжигании находящихся на поверхности ткани концов нити.

Сжигание обычно осуществляется на автоматизированных газоопальных машинах (рис. 16.17) при движении ткани над пламенем специальных газовых горелок.

Практика показывает, что газоопаливающие машины работают при значительно более высоких технико-экономических показателях, чем желобовые или цилиндрические машины, использующие жидкое топливо.

Расход тепла в газе на опалку 20 000 *м* легкой ткани в час составляет около 100 тыс. *ккал*.

В качестве газовых горелок применяются радиационные с принудительной подачей воздуха (рис. 16.18).

Газовоздушная смесь с коэффициентом избытка воздуха $\alpha \geqslant 1{,}0$ подается из смесителя в трубопровод *1*, из которого через отверстия *10* поступает в камеру *2*, где выравниваются поля концентраций газа и воздуха. Эта смесь вытекает через узкую щель *3* в огнеупорный туннель *4*, в котором и происходит ее сгорание. Вначале, до разогрева туннеля, горелка работает как пламенная. После нагрева туннеля до 900—1000° С факел пламени исчезает и полное сгорание газовоздушной смеси происходит в туннеле. Через щель *5* выходят продукты законченного горения.

Тепловое напряжение туннеля достигает $40 \div 50 \cdot 10^6$ *ккал/м³·час*. Для предотвращения обратного удара пламени внутрь смесительной камеры размер щели для входа в туннель принят меньше критической величины. Для этой же цели верхняя часть смесительной камеры охлаждается проточной водой.

Характеристика горелки следующая: тепловая нагрузка 80—100 тыс. *ккал/час*; коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1{,}05—1{,}1$; температура продуктов сгорания 1200—1400° С; скорость движения опаливаемой ткани 1,5—1,6 *м/сек*.

Другая конструкция горелки, получившая распространение, приведена на рис. 16.19.

Переоборудование на газовое топливо гладильных каландров, обогреваемых паром, не представляет трудностей и может осуществляться по схеме, показанной на рис. 16.20.

Газовое оборудование каландров состоит из смесителя для получения газовоздушной смеси, топки в виде керамического туннеля (с диаметром около 30 *мм* и длиной 250 *мм*), помещенной в кожух, распределительной трубы, воздуходувки и трубы для сброса продуктов сгорания в атмосферу.

Распределительная стальная труба диаметром 50 *мм* и длиной 2300 *мм* имеет для выхода продуктов сгорания газа внутрь полого цилиндра 10 отверстий размером 10 × 50 *мм* каждое, размещенных на длине 1 *м* против рабочей части поверхности цилиндра.

Для форсированного удаления отходящих газов в атмосферу используется эжектирующее действие воздуха.

Характеристика работы гладильного каландра на газе следующая: тепловая нагрузка горелки 10 000 *ккал/час*; давление газа перед горелкой 100 *мм* вод. ст.; давление воздуха перед смесителем 70—80 *мм* вод. ст.; температура продуктов горения, поступающих в распределительную трубу, 1100° С; температура отходящих газов 120—130° С; разрежение на выходе из цилиндра каландра 4—5 *мм* вод. ст.; тепловое напряжение

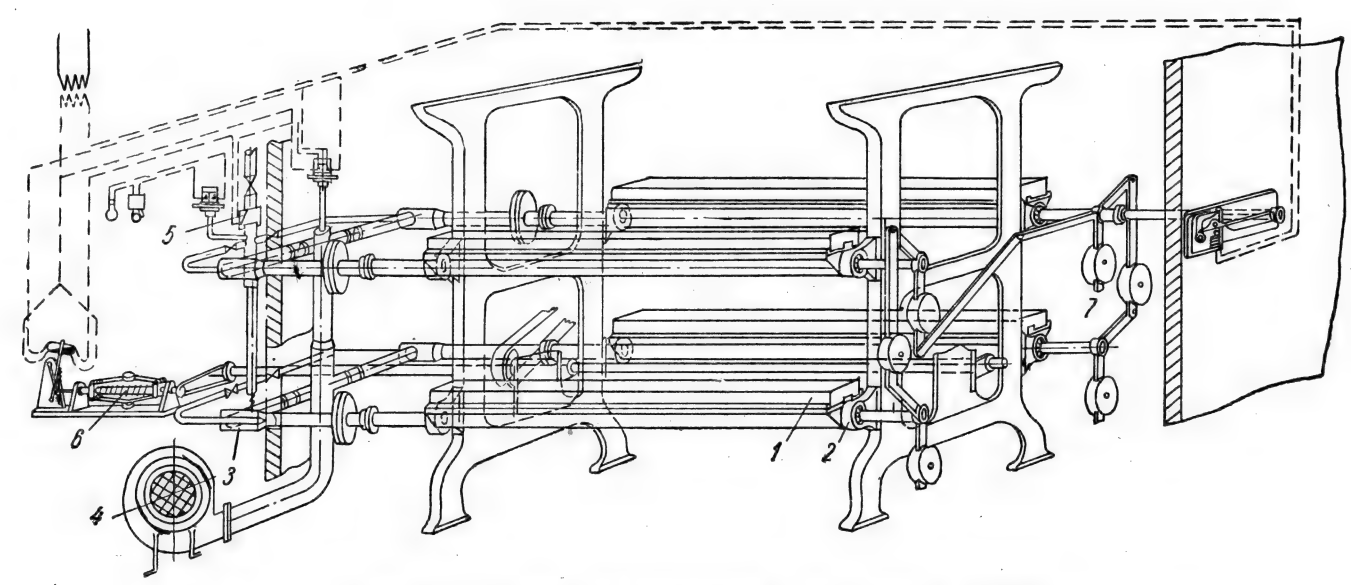


Рис. 16.17. Схема автоматизационной газоопальной машины:

1 — газовые горелки; *2* — роликовая опора; *3* — смесители горелок; *4* — воздуходувки; *5* — клапан-отсекатель; *6* — механизм отключения газа при остановке машины; *7* — механизм поворота горелок.

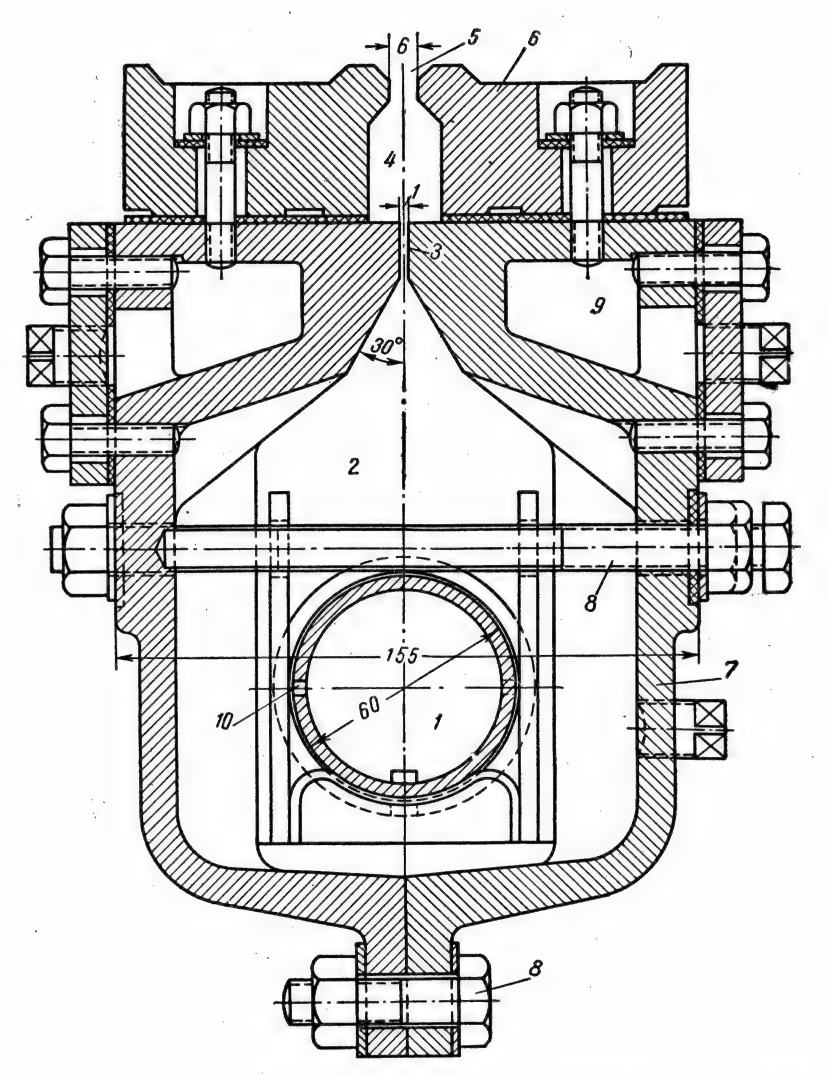


Рис. 16.18. Поперечный разрез горелки, применяемой для опалки тканей:

1 — коллектор газовоздушной смеси; *2* — камера для тщательного смешения газа и воздуха; *3* — щель для выхода газовоздушной смеси в туннель; *4* — керамический туннель для сгорания газовоздушной смеси; *5* — щель для выхода продуктов сгорания газа; *6* — фасонная тугоплавкая керамика; *7* — боковина смесительной камеры; *8* — стяжные болты; *9* — камера охлаждения горелки водой; *10* — отверстия для выхода в камеру смещения газовоздушной смеси.

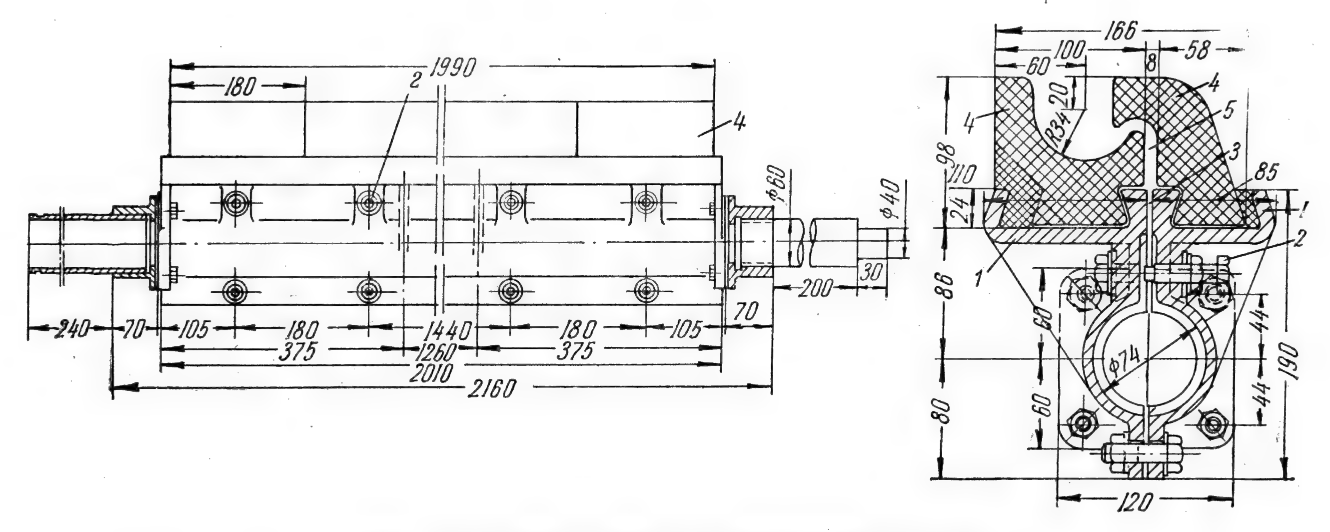


Рис. 16.19. Газовая опальная радиационная горелка:

1 — корпус; *2* — болты; *3* — щели выхода газовоздушной горючей смеси; *4* — огнеупорные насадки; *5* — камера горения.

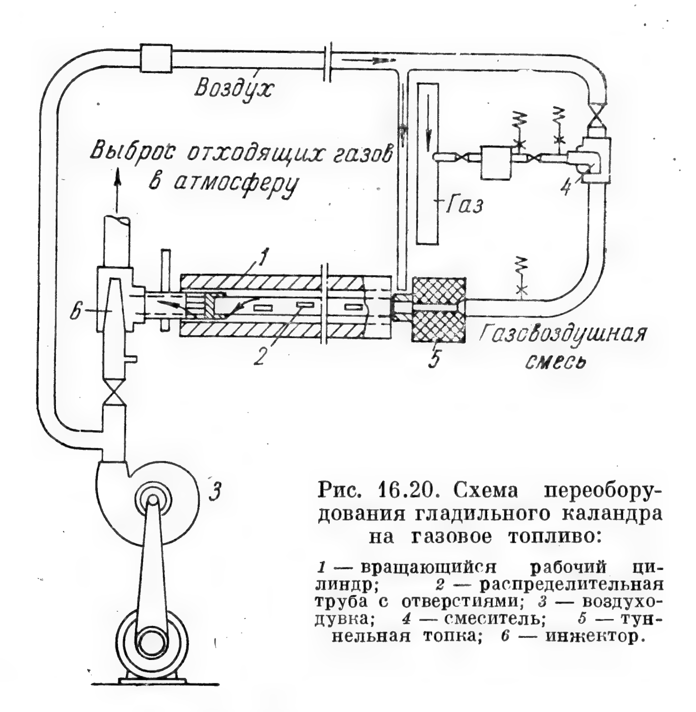


Рис. 16.20. Схема переоборудования гладильного каландра на газовое топливо:

1 — вращающийся рабочий цилиндр; *2* — распределительная труба с отверстиями; *3* — воздуходувка; *4* — смеситель; *5* — туннельная топка; *6* — инжектор.

туннельной топки $75 \div 85 \cdot 10^6$ *ккал/м*^{3} $\cdot$ *час*; температура нагрева рабочей части поверхности цилиндра 110—160° С; коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1{,}3$—$1{,}4$.

3. Применение газа на стекольных и кирпичных заводах

Основным потребителем газа в стекольной промышленности являются стекловаренные и отжигательные печи. Практика показывает, что перевод таких печей на сжигание природного газа или его смеси с генераторным газом обеспечивает повышение производительности печей, улучшение качества стекломассы и резкое улучшение условий труда. Вместе с этим, опыта работы печей на природном или городском газе еще недостаточно, поэтому приводимые ниже примеры переоборудования на газовое топливо стекловаренных печей не могут считаться оптимальными.

На рис. 16.21 показана схема переоборудования для сжигания природного газа в ванной стекловаренной печи с поперечным движением пламени, рекомендованная Институтом использования газа АН УССР. Изучалось влияние размера сопла и скорости вылета газа из него на величину теплового потока при равном расходе газа и воздуха и разных размерах сопел (25 и 40 *мм*). Исследовалось влияние крекинга части газа (около 35%), проводимого в камере, созданной с помощью перегородки над насадкой воздушного регенератора.

Эксперименты показали, что наибольший поток на стекломассу достигался при соплах 40 *мм* и скорости вылета газа из них от 25 до 40 *м/сек*, при которых факел пламени получался оптимальной светимости и настильности и занимал почти всю ширину печи.

Результаты исследовательских работ, приведенные графически на рис. 16.22, подтверждают ненужность крекирования газа и оптимальность теплоотдачи при соплах диаметром 40 *мм*.

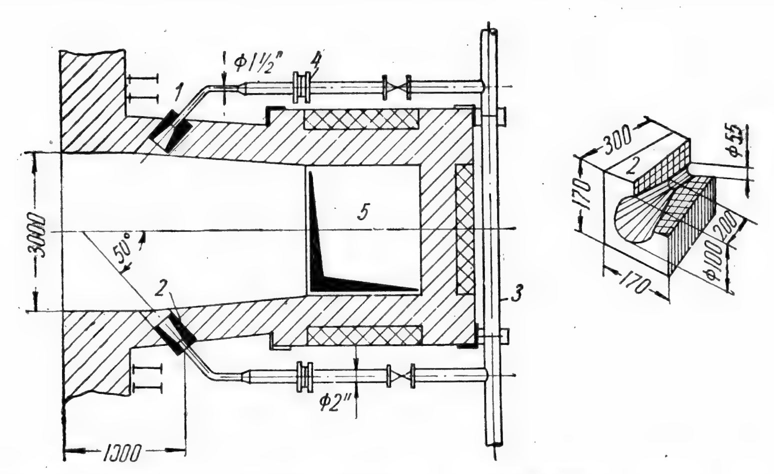


Рис. 16.21. Схема переоборудования стекловаренной печи с поперечным движением пламени для сжигания газа:

1 — газовые сопла; 2 — туннели; 3 — подвод газа; 4 — диафрагмы для замера газа при экспериментальных работах; 5 — подвод воздуха из регенератора.

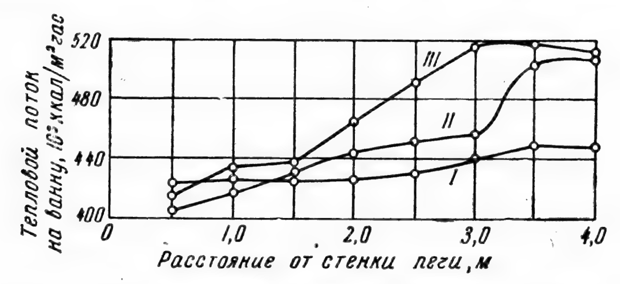


Рис. 16.22. Величина теплового потока на стекломассу при одинаковом расходе газа (348 $м^3$/час) и разных условиях сжигания газа:

I — сопло $D_у$25 без крекинга газа в камере; II — сопло $D_у$25 с подачей 37 % газа в камеру крекинга; III — сопло $D_у$40 без крекинга газа в камере.

Переоборудование стекловаренной печи с подковообразным пламенем, обеспечивающее удовлетворительный обогрев, показано на рис. 16.23. Газ в горелки введен с двух сторон под углом 45°.

Улучшение настильности факела пламени достигнуто созданием порожка при вводе воздуха из регенератора в горелку. В некоторых печах удовлетворительный обогрев печи был достигнут вводом газа непосредственно в печь через отверстия в торцевой стене, а воздуха с продольных сторон печи.

При работе стекловаренных печей на генераторном газе повышение их производительности может достигаться карбюрированием генераторного газа природным или сжиженными углеводородными газами с доведением теплоты сгорания смеси до 1600—1700 *ккал/нм*³.

Для этой же цели может применяться подвод в специальные горелки комбинированного топлива: газа и мазута или газа и смолы. Перевод современных отжигательных конвейерных печей на сжигание газа осуществляется с помощью установки в топки простейших газовых горелок.

Вследствие невысоких температур обжига в таких печах для экономии газа и равномерного распределения температур целесообразно осуществление принципа рециркуляции дымовых газов. Простейшая и оправдавшая себя схема переоборудования отжигательной муфельной печи на сжигание газа приведена на рис. 16.24.

Основными потребителями топлива на заводах производства красного кирпича являются кольцевые и туннельные печи, а на заводах силикатного кирпича шахтные печи и котельные для автоклавов. Тепловые процессы на этих заводах следующие:

1. В производстве красного кирпича пластического прессования — пропаривание глины при 60—70° С, сушка сырого кирпича при 90—100° С и обжиг кирпича при 950—960° С.

2. В производстве красного кирпича полусухого прессования — сушка глины при температуре входящих газов 600—700° С и отходящих газов 110—120° и обжиг кирпича при 950—960° С.

3. В производстве силикатного кирпича — запарка в автоклавах при 175° С и давлении пара 7—11 *кГ/см*² и обжиг извести в шахтных печах при 1000—1100° С.

Средний расход условного топлива на 1 тыс. штук кирпича составляет соответственно 240, 215 и 105 *кГ*.

Практика показывает, что перевод всех тепловых процессов кирпичных заводов на газовое топливо позволяет повысить в среднем производительность труда на 8—10%, а качество выпускаемой продукции на 15—17%. По отдельным процессам, например при обжиге кирпича в кольцевых печах, съем кирпича с 1 *м*³ обжигательных каналов возрастает на 20—25%.

Рис. 16.23. Переоборудование на газовое топливо стекловаренной печи с подковообразным движением пламени:

1 — бассейн (ванна); 2 — вертикальный канал для подвода воздуха из регенератора; 3 — порожек; 4 — ввод газа; 5 — смотровое окно.

Один из вариантов перевода кольцевых печей кирпичных заводов на газовое топливо показан на рис. 16.25.

Распределительный газопровод проложен кольцом по верху печи. К каждой из сторон ходков опускается по 9 трубок диаметром ¹/₂'', проложенных в специально устроенных подподовых каналах. По этим трубкам и производится нижняя подача газа в подовые отверстия.

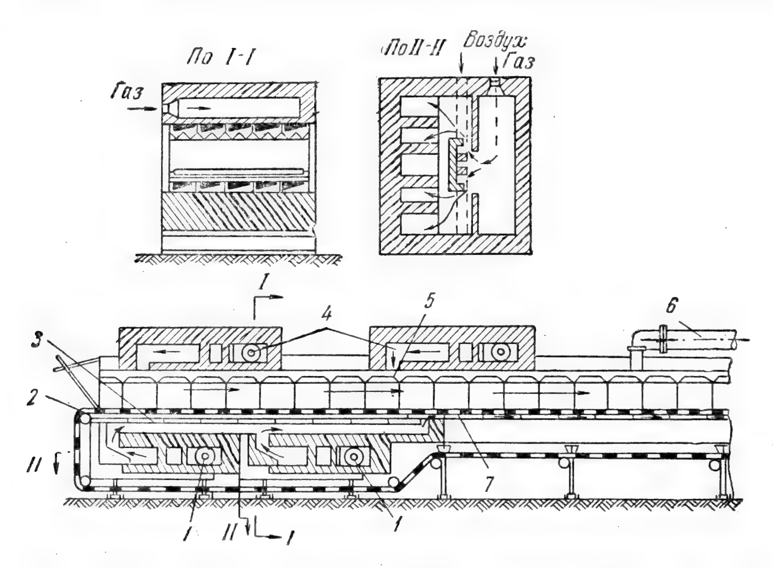


Рис. 16.24. Схема переоборудования отжигательной печи на газовое топливо:

1 — нижние топки; 2 — конвейерная лента; 3 — карборундовые плиты; 4 — верхние топки; 5 — верхние дымовые каналы; 6 — отвод продуктов сгорания; 7 — нижние дымовые каналы.

Для равномерности нагрева кроме нижней предусматривается верхняя подача газа (см. схему).

Перевод на газовое топливо туннельных печей более прост и заключается в монтаже газопровода и воздухопровода вдоль печи и установке с каждой стороны в зоне обжига горелок с принудительной подачей воздуха.

4. Особенности сжигания газа в промышленных котлах средней и большой мощности

Особенности использования горючего газа для производства пара в существующих котлах средней и большой мощности следующие:

1. Газ должен сжигаться в топках котлов, рассчитанных на сжигание других видов топлива — угольной пыли (преимущественно) или топочного мазута.

2. Во многих случаях газ не является постоянным топливом, что приводит к необходимости обеспечения возможности быстрого перевода работы котлов с одного вида топлива на другое.

Эти особенности заставляют при переоборудовании топок котлов на газ сохранять неизменными условия теплообмена, теплопроизводительность, параметры пара и тепловое напряжение топочного объема.

Нарушение условий теплообмена может привести к снижению паропроизводительности котла и к резкому изменению температуры перегрева пара, что совершенно недопустимо по технологическим соображениям.

Поэтому при переводе топки с твердого или жидкого топлива на газ основной задачей является удержание температуры перегретого пара на заданном уровне при сохранении или некотором повышении теплопроизводительности котла.

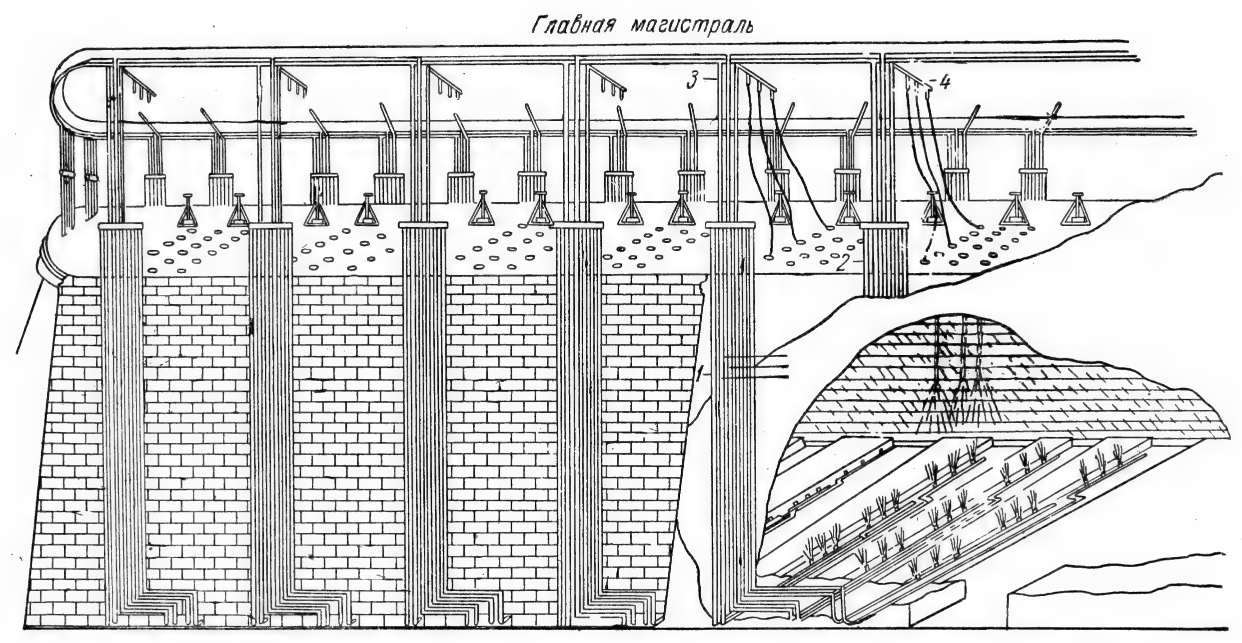


Рис. 16.25. Схема подвода газа и расположение газовых горелок в кольцевой печи:
1, *2* — подача газа к нижним горелкам от коллектора; *3* — подача газа на свечу; *4* — подача газа к верхним горелкам.

Тепловая работа топочной камеры и тепловая нагрузка экранных поверхностей зависит от вида и формы горящего газового факела. Яркий светящийся газовый факел обладает высокой излучающей способностью, близкой к мазутному факелу, наоборот, прозрачный несветящийся факел имеет сниженную излучающую способность.

Увеличение светимости факела приводит к повышению теплообмена в топке за счет его интенсивного излучения, снижению температуры газов на выходе из топки и, как следствие, к уменьшению температуры перегрева пара.

Снижение светимости факела ведет к уменьшению прямой отдачи, повышению температуры газов на выходе из топки и при прочих равных условиях к увеличению температуры перегрева пара.

Увеличение светимости факела достигается за счет пиролиза теплонеустойчивых углеводородных газов (метана и его гомологов), в результате нагрева их без доступа окислителя.

Пиролиз углеводородных газов приводит к образованию огромного количества твердых частиц * размером до 0,3 μ, образующихся путем агломерации атомарного углерода, которые, раскаляясь, придают факелу ослепительно яркий цвет.

Для образования таких факелов наиболее часто применяют горелки с периферийной или центральной подачей крупных струй газа в закрученный поток воздуха (рис. 14.46 $\div$ 14.48).

При воспламенении такой неоднородной смеси на выходе из амбразуры в топку сгорание газа происходит во всем объеме на периферии каждой газовой струи, окруженной воздухом, по мере образования горючей смеси с помощью микродиффузии.

Это приводит к нагреву углеводородных молекул, находящихся внутри каждой струи, их термическому распаду, накаливанию образовавшихся углеродных частиц до яркого свечения, и как следствие к высокой излучательной способности факела.

Так как процесс смешения с воздухом находящихся внутри струй молекул газа и образовавшихся в результате термического распада частиц затягивается, факел пламени получает значительное развитие.

Для получения прозрачного несветящегося факела пламени необходимо образование однородной газовоздушной смеси с коэффициентом избытка воздуха $\alpha \geqslant 1,0$ до вылета ее в топку и интенсивное зажигание этой смеси в амбразуре топки.

Несовершенство смешения всегда будет приводить к образованию факела пламени той или иной светимости и длины.

Таким образом, изменяя с помощью газовой горелки процесс смешения газа и воздуха, можно добиться получения ярко светящегося, прозрачного или промежуточного по светимости факела пламени.

Это свойство газового пламени позволяет воздействовать на температуру перегретого пара, получая ее более низкой при ярко светящемся пламени с высоким коэффициентом черноты и более высокой при прозрачном факеле с низким коэффициентом черноты.

Вместе с тем имеющиеся эксплуатационные и экспериментальные данные не дают возможности установить точных количественных характеристик, которые могли бы заранее определить все необходимые параметры

---

* По данным ряда исследований число частиц размеров 0,02—0,3 μ в обычных диффузионных пламенах достигает $1,3 \cdot 10^8$ в 1 $см^3$, а их общая излучающая поверхность около 65 $м^2$ на 1 $м^3$ пламени.

смешения и сжигания газовоздушных смесей и надежно изменять в период эксплуатации величину передачи тепла излучением.

Имеющиеся количественные данные позволяют рекомендовать только следующее:

1. При переводе на газовое топливо котлов с мазутными топками факел пламени должен обладать максимальной светимостью.

Для этой цели могут применяться газовые горелки как с центральной, так и с периферийной подачей газа.

Зажигание газовоздушной смеси производится на вылете из фурмы. Дальнобойность газовых струй, определяемая по формуле 14.23, при центральной подаче газа должна быть примерно в 1,5 раза больше, чем при периферийной подаче. Коэффициент черноты газового факела может приниматься равным 0,65—0,7 против 0,75 для мазутного факела. Повышение температуры перегрева пара при этих условиях укладывается в пределы $+10 \div 15^\circ$ C.

2. При переводе на природный газ котлов, работающих на пылеугольном топливе, факела пламен должны обладать относительно слабой светимостью и иметь коэффициент черноты около 0,45. При высоком коэффициенте черноты будет снижаться температура перегрева пара и потребуется установка дополнительных горелок в верхней части топок.

Получение слабо светящихся факелов пламен достигается тщательным струйным смешением газа с воздухом и зажиганием смеси до вылета ее в топку.

3. При переводе пылеугольных котлов на сжигание газа и необходимости сохранения возможности их работы на твердом топливе рекомендуется применять комбинированные пылегазовые горелки.

При этом следует осуществлять мероприятия, предотвращающие возможность попадания по тракту аэропыли газовоздушной смеси в сушильно мельничную систему.

4. При необходимости одновременного сжигания в топках котлов угольной пыли и газа пылевидное топливо следует подавать через одни горелки, а газ через другие.

Одновременное сжигание на одной горелке угольной пыли и газа обычно приводит к повышению потерь от механической неполноты сгорания.

5. Коэффициент избытка воздуха в топке при сжигании газа и угольной пыли следует держать в пределах $\alpha = 1{,}1 \div 1{,}15$.

6. При работе только на газе и наличии автоматики регулирования горения величина коэффициента избытка воздуха может снижаться до $\alpha = 1{,}05$—$1{,}10$.

7. Во всех случаях при работе на газе потери от химической неполноты сгорания не должны превышать 0,5%.

5. Учет расхода газа

Учет расхода газа коммунальными и промышленными предприятиями производится объемными (ротационными) счетчиками или расходомерами с нормальными диафрагмами. *

Измерительной частью ротационных счетчиков (рис. 16.26) являются камеры, образуемые двумя поршнями (роторами) с восьмеричным

* Расходомеры и диафрагмы рассмотрены в «Правилах комитета стандартов, мер и измерительных приборов 27-54 по применению и проверке расходомеров с нормальными диафрагмами, соплами и трубами вентури» (Машгиз, 1955).

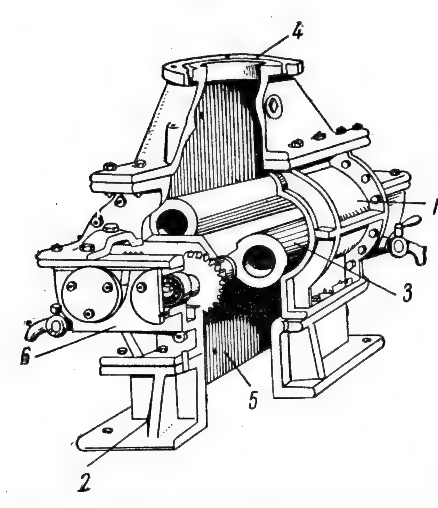


Рис. 16.26 Газовый ротационный счетчик:

1 — эллиптический корпус; 2 — основание; 3 — роторы с восьмеричным профилем; 4 — входной патрубок; 5 — выходной патрубок; 6 — коробка шестерен.

профилем, вращающимся под воздействием давления газа внутри эллиптического корпуса в разные стороны.

При каждом обороте роторов отсекаются определенные объемы газа, суммируемые счетным механизмом, соединенным с одним из роторов.

В настоящее время серийно выпускаются три типа ротационных счетчиков: РС-25, РС-100 и РС-600. В ближайшие годы намечается выпуск счетчиков РС-300 и РС-1000.

Так как выпускаемые счетчики не имеют специальных корректоров, то объем проходящего газа учитывается счетным механизмом при температуре и давлении газа внутри счетчика.

Приведение прошедшего через счетчики газа к стандартным условиям ($t = 20°$ С и Р = 760 *мм* рт. ст.) должно производиться расчетным путем по формуле:

$$V_{ст} = V_{сч} \frac{293\,(P_{сч}+P_{б})}{760\,(273+t_{сч})}, \qquad (16.2)$$

где $V_{ст}$ — количество газа, прошедшее через счетчик при $t = 20°$ С и $P = 760$ *мм* рт. ст., $м^3$;

$V_{сч}$ — количество газа, прошедшее через счетчик по счетному механизму, $м^3$;

$P_{сч}$ — действительное давление газа внутри счетчика или в газопроводе в непосредственной близости от него, *мм* рт. ст.;

$P_{б}$ — барометрическое давление атмосферы, *мм* рт. ст.;

$t_{сч}$ — действительная температура внутри счетчика или в газопроводе в непосредственной близости от него, °С.

Заводами-изготовителями все типы счетчиков выпускаются для неагрессивных газов и паров с направлением потока газа сверху вниз. По особому заказу счетчики могут поставляться с направлением потока газа снизу вверх.

Габаритные и присоединительные размеры счетчиков приведены на рис. 16.27, а их основные технические характеристики в табл. 16.4.

Большое значение в практике эксплуатации, в особенности при снабжении предприятий газом из городских газопроводов низкого давления, имеет потеря давления в счетчике. Для контроля потерь давления все счетчики оборудованы дифференциальными манометрами, позволяющими своевременно останавливать их для очистки от попавшей пыли или для ремонта.

Приближенные потери давления в счетчиках в зависимости от количества проходящего газа и его удельного веса приведены на графиках рис. 16.28 и 16.29

Таблица 16.4

Основные технические характеристики ротационных счетчиков

Наименование показателей и их размерность	Типы счетчиков		
	РС-25	РС-100	РС-600
Пропускная способность, *м³/час*			
номинальная	25,0	100,0	600
минимальная	2,5	10,0	60
максимальная	38,0	150,0	900
Погрешность показаний, %			
при пропуске от 10 до 20% газа	$\pm3{,}0\div2{,}5$	$\pm3{,}0\div2{,}5$	$\pm3{,}0\div2{,}5$
от номинальной пропускной способности при пропуске газа более 20%	$\pm2{,}0$	$\pm2{,}0$	$\pm2{,}0$
Порог чувствительности (не более), *м³/час*	0,75	2,5	15,0
Потеря давления при номинальном расходе воздуха, *кГ/м²*	18,0	30,0	30,0
Допустимое рабочее давление газа, *кГ/см²*	0,03	1,0 *	1,0
Измерительный объем, *дц³*	0,278	1,7	14,5
Предел показаний счетного механизма, *м³*	100000	$1\cdot10^6$	$1\cdot10^7$
Температура окружающей среды, °C	$+5\div+35$	$0\div+50$	$0\div+50$
Число оборотов ротора в минуту при номинальной пропускной способности	1500	1000	700
Вес, *кГ*	10,4	52,7	279

* Счетчики РС-100 выпускаются на давления до 500 *кГ/м²* с размерами штуцеров $D_у = 100$ и на давления по 1,0 *кГ/см²* с размерами штуцеров $D_у = 80$ *мм*.

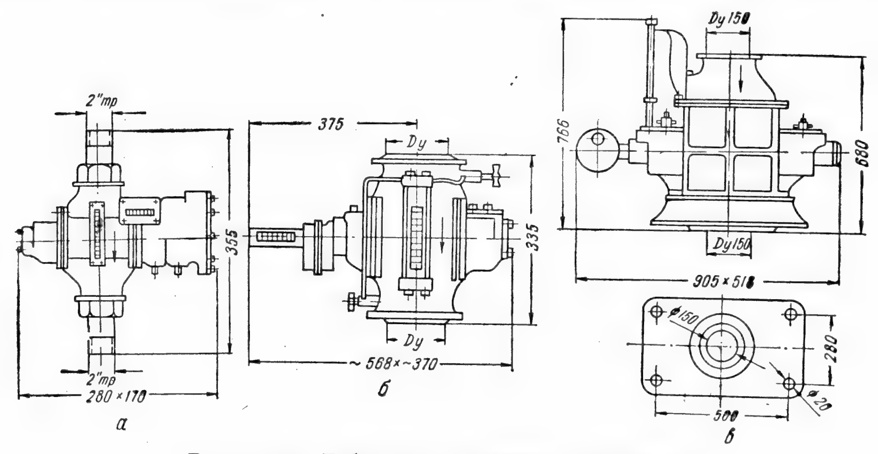


Рис. 16.27. Габаритные размеры счетчиков:
а — РС-25; *б* — РС-100; *в* — РС-600.

Для газов с удельными весами, не приведенными на графиках, расчетные потери давления в счетчиках могут определяться по формуле

$$\Delta P = \Delta P_{гр} \frac{\gamma}{1{,}293}, \tag{16.3}$$

где ΔP — потеря давления в счетчике при расчетном расходе газа (V, *нм³/час*) и удельном весе газа (γ, *кГ/нм³*), *мм* вод. ст.;

$\Delta P_{гр}$ — потеря давления при том же расчетном расходе и удельном весе воздуха $\gamma = 1{,}293$ *кГ/нм³*, *мм* вод. ст.;

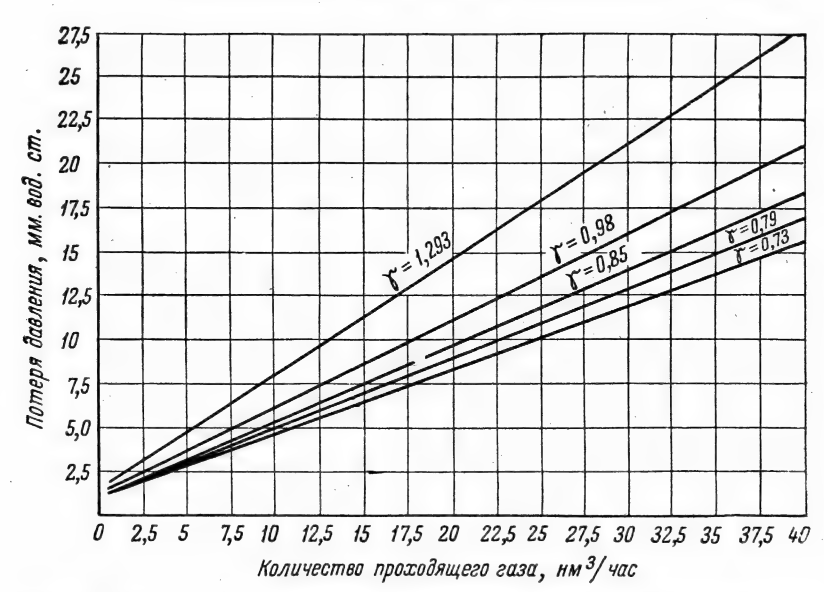


Рис. 16.28. Потеря давления в счетчиках РС-25 в зависимости от количества проходящего газа и его удельного веса.

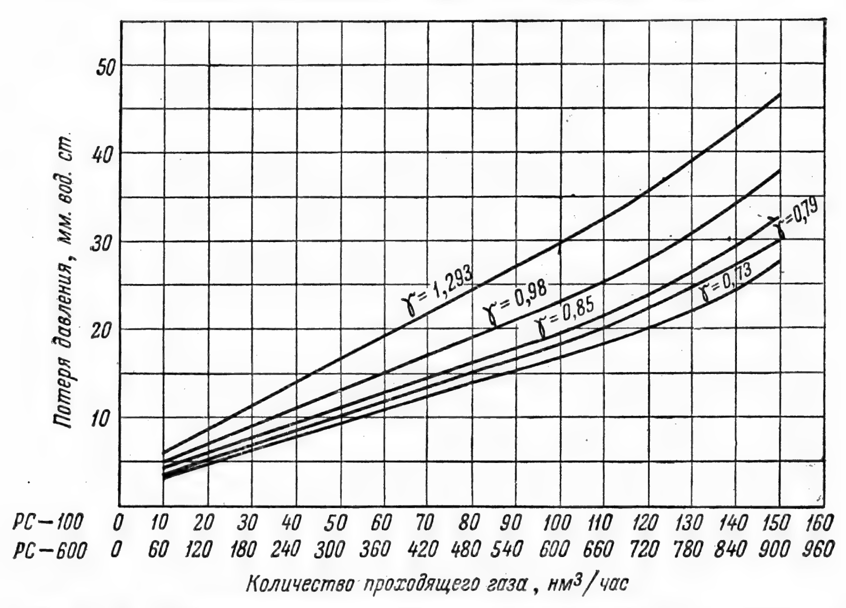


Рис. 16.29. Потеря давления в счетчиках РС-100 и РС-600 в зависимости от количества проходящего газа и его удельного веса.

γ — удельный вес проходящего газа, *кГ/нм*³;
1,293 — удельный вес воздуха, *кГ/нм*³.

Для определения потерь давления в рабочих условиях служит та же формула, но объем проходящего газа и его удельный вес берутся при действительном давлении и температуре.

Глава семнадцатая

ГАЗОРАЗДАТОЧНЫЕ СТАНЦИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ *

1. Назначение станций, их размещение и технологическая схема

Газораздаточные станции предназначаются для приема, хранения и распределения сжиженных углеводородных газов.

Основными процессами, осуществляемыми на газораздаточных станциях, являются: прием сжиженных газов из железнодорожных цистерн, хранение сжиженных газов в надземных или подземных емкостях и наполнение сжиженными газами баллонов, бочек и автомобильных цистерн для отправки потребителям.

В ряде случаев на станциях производится регазификация (испарение) сжиженных газов, смешение их паров с воздухом или другими газами и выдача паров или газовоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Станции сжиженных углеводородных газов относятся по пожарной опасности к производствам категории А.

Закрытые помещения, в которых расположены установки сжиженных газов, являются взрывоопасными класса В-1 и В-1а, а наружные установки класса В-1г.

Станции сжиженных газов должны располагаться на специально отведенных спланированных площадках (по возможности с подветренной стороны господствующих ветров) для того, чтобы возможные выделения газов не попадали в зону расположения жилых, общественных или производственных зданий и сооружений.

При выборе площадки для станции следует учитывать возможность и удобство подвода к ней железнодорожных путей, автомобильных дорог и сетей энергоснабжения, водоснабжения, канализации и телефонии.

По возможности следует стремиться и к тому, чтобы емкости для хранения сжиженных газов располагались на более низких отметках относительно ближайших жилых и общественных зданий и сооружений.

По действующим правилам Госгортехнадзора предельная величина запаса сжиженных газов на газораздаточных станциях определяется их месторасположением. Так, запас сжиженного газа на газораздаточных станциях, расположенных в черте города или населенного пункта, ограничивается величиной не более 100 $м^3$. Резервуары для хранения сжиженного газа должны для этого случая устанавливаться под землей и иметь емкость не более 25 $м^3$ каждый.

---

* Физико-химические характеристики углеводородных газов и требования, к ним предъявляемые, приведены в главах 2 и 3.

Газораздаточные станции, расположенные вне черты городов и населенных пунктов, могут иметь запас сжиженного газа до 2000 $м^3$ при надземном расположении резервуаров и неограниченный при подземном расположении резервуаров. Емкости резервуаров в этом случае могут приниматься до 50 $м^3$ каждая.

Минимальные разрывы от границ территории газораздаточной станции до зданий и сооружений, не относящихся к газораздаточным станциям, должны соответствовать данным табл. 17.1.

Таблица 17.1

Минимальные разрывы от границ территории газораздаточных станций до зданий и сооружений по действующим правилам Госгортехнадзора

Наименование зданий и сооружений	Расстояния, *м*
1. Промышленные, жилые, общественные здания и склады легко воспламеняемых горючих материалов	
станции в черте города или населенного пункта, а также вне черты города или населенного пункта с подземными резервуарами общей емкостью до 2000 $м^3$	100
станции вне черты города или населенного пункта с подземными резервуарами общей емкостью свыше 2000 $м^3$ и надземными до 200 $м^3$	200
станции вне черты города или населенного пункта с надземными резервуарами общей емкостью от 200 до 2000 $м^3$	500
2. Железнодорожные пути организованного движения поездов (до полосы отвода) для всех газораздаточных станций	100
3. Железнодорожные заводские подъездные пути, не связанные с газораздаточной станцией, и трамвайные пути (до ближайшего рельса) для всех газораздаточных станций	50
4. Дороги общего пользования (до обочины дороги) для всех газораздаточных станций	20

Так как выдержать приведенные разрывы во многих случаях затруднительно и они приводят к резкому удорожанию строительства и эксплуатации, в настоящее время разрабатывается вопрос о сокращении разрывов до величин, приведенных в табл. 17.2.

Распространенный вариант технологической схемы газораздаточной станции с надземной установкой резервуаров приведен на рис. 17.1.

Для приема и хранения сжиженного газа, а также для наполнения им баллонов и автоцистерн схема предусматривает наличие следующих сооружений: хранилищ сжиженного газа в виде надземных цилиндрических резервуаров (база хранения), подъездного железнодорожного пути с эстакадой для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения, насосно-компрессорного отделения для перемещения жидкой и паровой фаз, отделения для наполнения сжиженным газом баллонов и автоцистерн и слива из баллонов неиспарившихся у потребителей остатков сжиженного газа.

Благодаря высокой упругости паров сжиженных газов и различных температур в разных точках приемо-раздаточной системы (емкости, трубопроводы, машины), все ее элементы работают под разным непрерывно меняющимся давлением.

Для обеспечения необходимого режима работы всей системы и отдельных ее элементов и разделения жидкой и паровой фаз все основные емкостные сооружения станции объединены как жидкостными коллекторами,

Таблица 17.2

Рекомендуемые уменьшенные нормы разрыва от емкостей станций до жилых, общественных и производственных зданий*

Категория станций	Общий геометрический объем емкостей станции, $м^3$	Минимальные разрывы (*м*) от емкостей до жилых, общественных и производственных зданий	
		надземные емкости	подземные емкости
1	От 2001 и более при емкости каждого резервуара более 100 до 200	500	250
2	От 1001 до 2000 при емкости каждого резервуара не более 100	400	200
3	От 501 до 1000 при емкости каждого резервуара не более 50	300	150
4	От 101 до 500 при емкости каждого резервуара не более 25	200	100
5	До 100 при емкости каждого резервуара до 10	100	50

* Разрывы соответствуют рекомендациям Управления пожарной охраны МВД РСФСР от 25 февраля 1959 г.

так и трубопроводами паровой фазы, соединяющими разгружаемые и заполняемые емкости.

Наполнительные трубопроводы жидкой фазы и трубопроводы паровой фазы присоединены к верхним частям резервуаров базы хранения, а расходные трубопроводы жидкой фазы — к их нижним частям.

Коллектор жидкой фазы для наполнения резервуаров базы хранения соединен трубопроводом с жидкостным коллектором эстакады слива железнодорожных цистерн и двумя трубопроводами с напорным коллектором насосов, а последний с коллектором колонок для налива автоцистерн и коллектором для наполнения баллонов.

Расходный коллектор жидкой фазы резервуаров базы хранения соединен двумя трубопроводами с всасывающим коллектором насосов, который в свою очередь связан трубопроводом с резервуаром для слива из баллонов тяжелых остатков сжиженного газа, неиспарившихся у потребителей.

Таким образом, все трубопроводы жидкой фазы связаны между собой и образуют единую жидкостную систему.

Коллектор паровой фазы резервуаров базы хранения связан двумя трубопроводами с всасывающим и напорным коллекторами компрессоров, соединенными с коллектором паровой фазы эстакады слива железнодорожных цистерн.

Всасывающий и напорный коллекторы компрессоров соединены также с коллекторами паровой фазы колонок для наполнения автоцистерн.

Такая связь трубопроводов не только создает единую транспортную систему паровой фазы, но и дает возможность использовать все эти трубопроводы и как всасывающие, и как напорные. Это позволяет забирать при помощи компрессоров паровую фазу из любого резервуара или секции базы хранения и подавать ее в другие резервуары, железнодорожные и автомобильные цистерны.

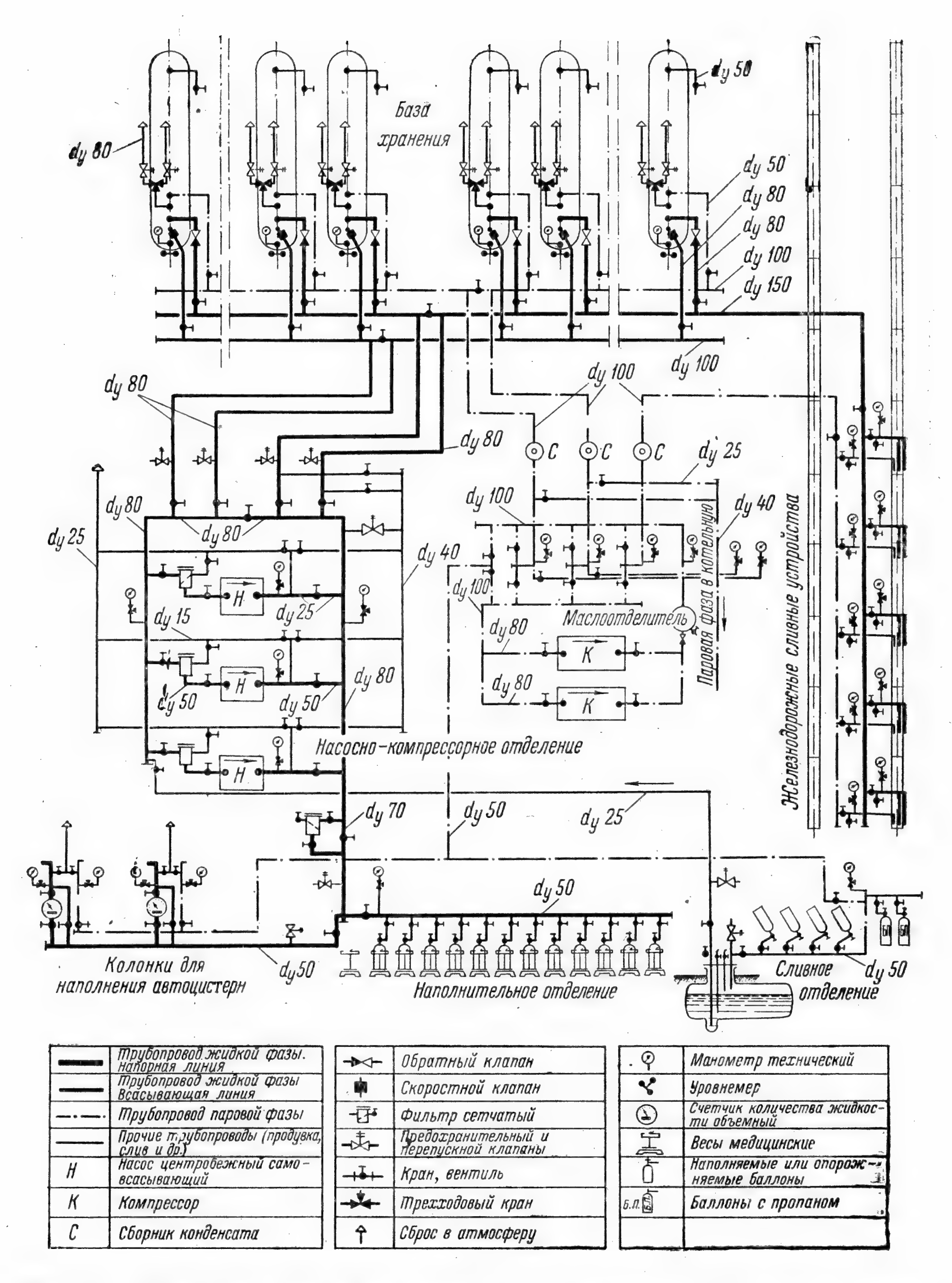


Рис. 17.1. Принципиальная технологическая схема газораздаточной станции с надземной установкой резервуаров.

Равным образом паровая фаза может с помощью компрессоров отбираться из железнодорожных и автомобильных цистерн и подаваться в резервуары базы хранения.

Приведенная коммуникация трубопроводов жидкой и паровой фаз с размещенными на них запорными органами позволяет производить следующие операции: опорожнение железнодорожных цистерн, наполнение и опорожнение резервуаров базы хранения, наполнение баллонов и автоцистерн, передачу слитых из баллонов в резервуар тяжелых остатков в резервуары базы хранения и перемещение сжиженного газа из одних резервуаров в другие.

При необходимости схема допускает также возможность налива из резервуаров базы хранения железнодорожных цистерн и передачи сжиженного газа из автоцистерн в резервуары базы хранения.

Слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения осуществляется перетоком за счет повышения давления паров в парофазном объеме железнодорожных цистерн при одновременном снижении давления паров в резервуарах.

Повышение давления в парофазном объеме цистерн и снижение давления в паровой фазе резервуаров осуществляется компрессорами, отбирающими паровую фазу из резервуаров и нагнетающими ее в опоражниваемые железнодорожные цистерны.

Наполнение сжиженным газом железнодорожных цистерн может осуществляться как перетоком, за счет создания с помощью компрессоров в резервуарах большего давления, чем в железнодорожных цистернах, так и с помощью насосов.

Налив сжиженного газа в баллоны и автоцистерны обычно производится с помощью насосов. Вместе с этим схема дает возможность наполнения автоцистерн и баллонов перетоком за счет создания в расходных резервуарах (из которых отбирается жидкая фаза) повышенного давления подачей в них компрессором паров, отбираемых из других резервуаров.

При использовании насосной подачи многократная циркуляция (рециркуляция) жидкой фазы в насосах недопустима, так как приводит к ее перегреву, образованию паровых пробок в насосах и нарушению их работы.

Для предотвращения этого схема предусматривает автоматический сброс через предохранительный перепускной клапан избытков жидкой фазы в напорные трубопроводы и через них в резервуары базы хранения.

Слив из баллонов неиспарившихся у потребителей остатков сжиженного газа с низкой упругостью паров в сборный резервуар газораздаточной станции производится с помощью использования сжиженного газа с высокой упругостью паров (пропана), подаваемого до слива в подлежащие опорожнению баллоны. Это приводит к тому, что давление паров в опорожняемых баллонах становится больше давления паров в сборном резервуаре и обеспечивает легкий и быстрый слив из баллонов неиспарившихся остатков. Подача в опорожняемые баллоны сжиженного газа с высокой упругостью паров может производиться как из баллонов с пропаном, так и из напорного трубопровода компрессоров.

Перемещение сжиженного газа из одних резервуаров базы хранения в другие может производиться перекачкой жидкой фазы насосами или с помощью компрессоров, аналогично разгрузке железнодорожных цистерн.

Так как парофазные трубопроводы могут работать при переменных температурах и давлениях, то в них возможно образование конденсата.

При образовании конденсата возникает опасность его попадания в цилиндры компрессоров, что недопустимо. Для предотвращения этого схема предусматривает установку сборников конденсата на парофазных трубопроводах.

Поддержание нормальных и безопасных режимов работы станции обеспечивается установкой на оборудовании и трубопроводах запорной и предохранительной арматуры, а также контрольно-измерительных приборов.

Каждый резервуар базы хранения снабжен двумя предохранительными пружинными клапанами с выхлопными трубопроводами — «свечами». Кроме этого, предохранительные клапаны со сбросом среды в атмосферу установлены на всех наружных участках трубопроводов жидкой фазы, ограниченных запорными органами. Схема предусматривает установку на всех наполнительных патрубках резервуаров обратных клапанов, а на расходных патрубках — предохранительных скоростных клапанов, автоматически закрывающихся при разрыве расходных трубопроводов.

Обратный клапан установлен также на напорном трубопроводе компрессоров.

Перепускной клапан (той же конструкции, что и предохранительный пружинный клапан), установленный на обводе между напорными и всасывающими коллекторами насосов, обеспечивает их устойчивую работу при максимальном давлении нагнетания, а трубопровод для сброса среды в атмосферу облегчает условия пуска насосов в работу.

Для замера уровня жидкости все надземные резервуары оборудуются уровнемерными стеклами с автоматически действующими отключающими устройствами (при разрушении уровнемерных стекол).

Для сброса паровой фазы из резервуаров при их опорожнении для ремонта и испытания предусматриваются штуцеры с запорными устройствами.

Для предотвращения попадания твердых частиц в насосы, счетчики колонок для наполнения автоцистерн и в вентили баллонов утстановлены сетчатые фильтры.

Приведенная принципиальная технологическая схема (рис. 17.1), количество оборудования, приборов и размеры трубопроводов соответствуют распространенным газораздаточным станциям пропускной способностью 6000 *т* сжиженного газа в год при их работе в одну смену. Число резервуаров базы хранения емкостью каждый 50 $м^3$ равно 12.

При увеличении числа резервуаров той же емкости до 24 штук и работе в две смены пропускная способность станции при том же количестве насосного и компрессорного оборудования достигает 12 000 *т* в год. Технологические схемы станций при их малой пропускной способности в ряде случаев упрощают за счет объединения наполнительного и расходного трубопроводов в один наполнительно-расходный трубопровод.

По действующим правилам расстояния от надземных резервуаров до зданий и сооружений газораздаточных станций сжиженных газов должны быть не менее следующих величин: до насосно-компрессорного отделения — 10 *м*, до прочих зданий и сооружений станции — 40 *м*, до ограждения территории станции — 20 *м* и до обочины проездов — 10 *м*.

При подземных резервуарах эти расстояния могут быть уменьшены на 50%.

Расстояния между отдельными надземными резервуарами должны быть не менее диаметра большего из рядом стоящих резервуаров, а при диаметрах их до 2 *м* — не менее 2 *м*.

Резервуары устанавливаются группами, при этом емкость каждой группы как правило не должна превышать 250—300 $м^3$.

При емкости групп резервуаров до 100 $м^3$ расстояние между группами, считая по образующим резервуаров, принимается не менее 5 *м*, а при емкости групп более 100 $м^3$ — не менее 10 *м*.

С целью предотвращения растекания сжиженного газа при повреждении надземных резервуаров они обносятся земляным валом. Внутренний объем пространства, ограниченного обваловкой, должен быть не менее полной емкости ограждаемой валом группы резервуаров.

Для входа на территорию расположения резервуаров по обе стороны обвалования устанавливаются удобные лестницы — переходы.

Варианты приближенных генеральных планов газораздаточных станций пропускной способностью 6000 *т* в год приведены на рис. 17.2. В обоих вариантах площадка станции разделена на производственную и вспомогательную зоны.

В производственной зоне расположены база хранения, состоящая из 12 резервуаров, емкостью каждый 50 $м^3$; два параллельных железнодорожных пути с расположенной между ними железобетонной эстакадой для слива сжиженного газа; насосно-компрессорное отделение; наполнительное отделение и колонки для наполнения автоцистерн.

Резервуары базы хранения разделены на две секции, каждая из которых обнесена земляным валом.

В ряде случаев для повышения безопасности базы хранения дополнительно к надземным резервуарам устанавливается один подземный резервуар той же или несколько большей емкости для возможности аварийного слива в него сжиженного газа из любого надземного резервуара.

На территории вспомогательной зоны размещаются блок вспомогательных сооружений; открытая стоянка автомашин; водонапорная башня; пожарный железобетонный резервуар для воды; склад горючих и смазочных материалов; выносная уборная и хлораторная для очистки хозяйственно-фекальных вод.

В случае возможности присоединения площадки к городским водопроводным и канализационным сетям водонапорная башня, выносные уборные и хлораторная становятся ненужными.

По периметру участок станции ограждается железобетонным забором высотой 2 *м*, а производственная зона от вспомогательной легкой оградой, например из колючей проволоки. Подъезды и подходы к зданиям и сооружениям асфальтируются, а остальные участки озеленяются.

Перечень зданий и сооружений с приближенной площадью застройки, соответствующей приведенным генпланам, дан в табл. 17.3, а основные показатели — в табл. 17.4.

При подземном расположении резервуаров базы хранения технологическая схема, перечень зданий и сооружений, площадь застройки и показатели по генпланам остаются почти неизменными. Изменяется только обвязка резервуаров и методы контроля их заполнения (см. рис. 17.5).

2. База хранения сжиженных газов

Резервуары, предназначенные для хранения сжиженных газов, должны соответствовать требованиям правил устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

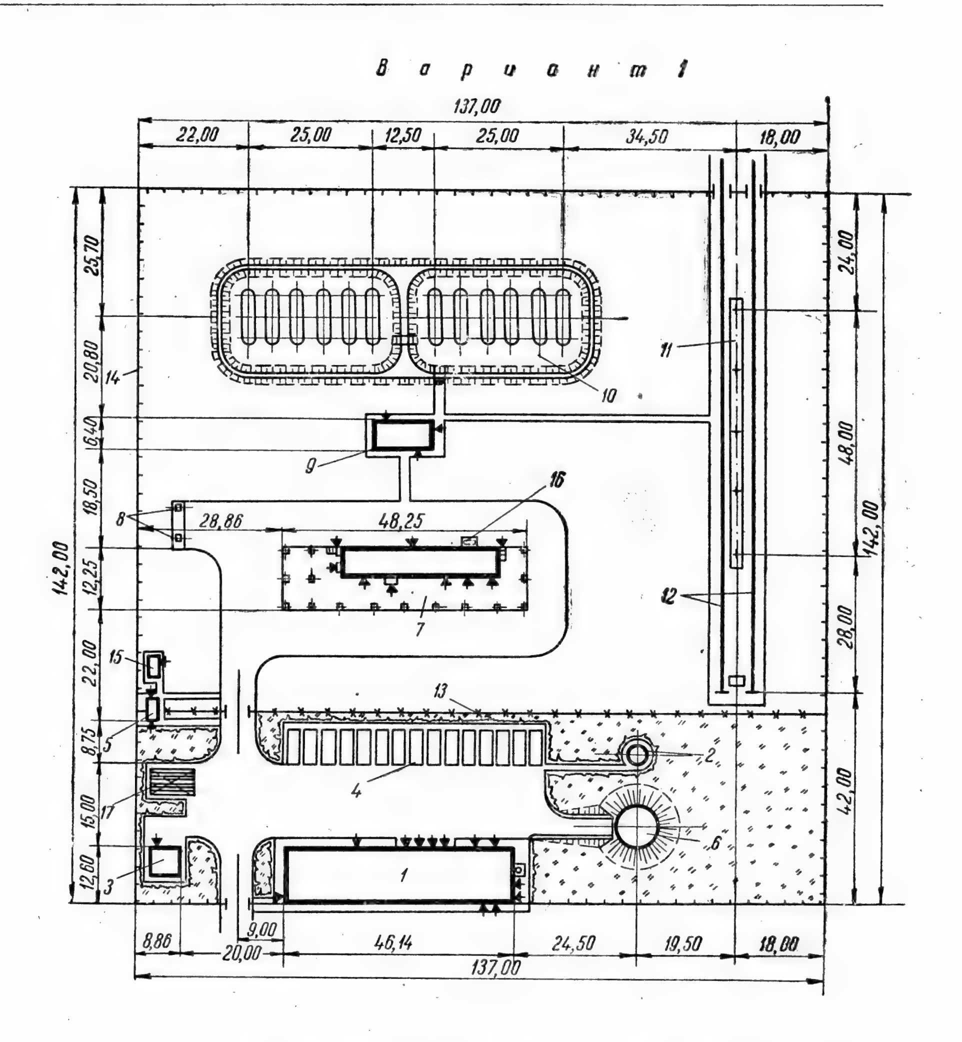


Рис. 17.2. Приближенные варианты генеральных планов газораздаточных станций пропускной способностью 6000 *т* сжиженного газа в год с резервуарами емкостью 50 *м*³.

В качестве емкостей для хранения сжиженных газов применяются стальные сварные резервуары цилиндрической и сферической форм.

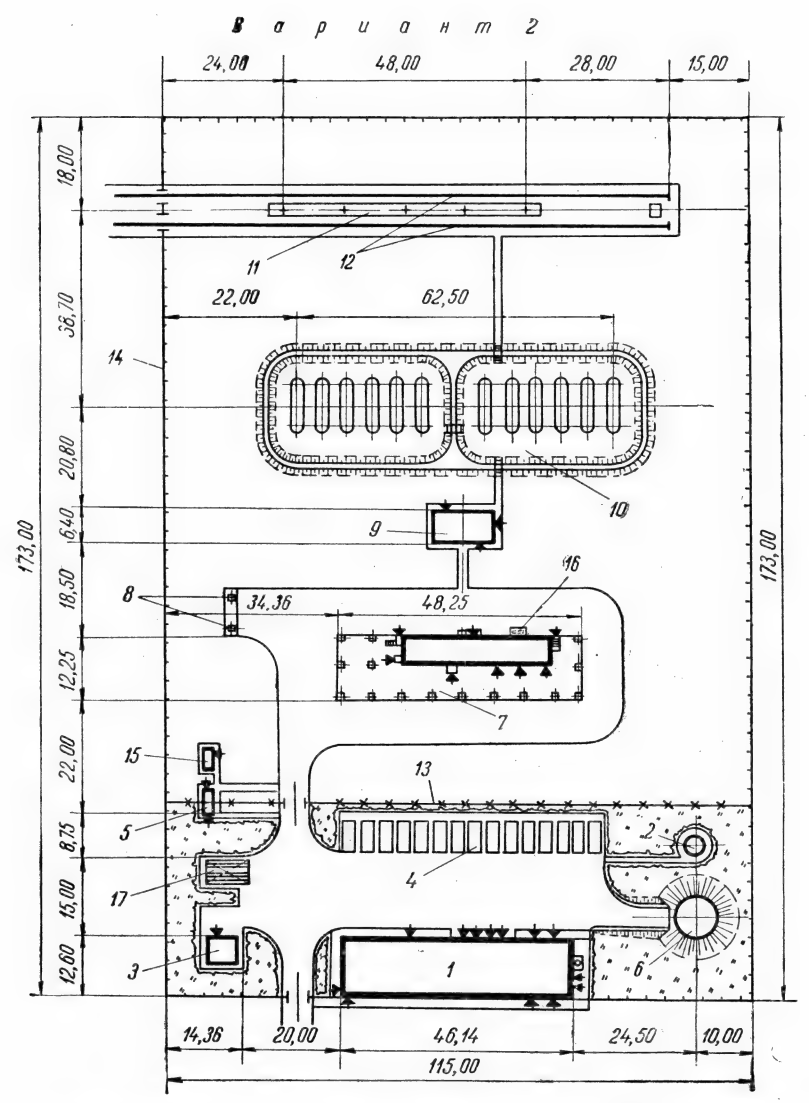
Сферические и цилиндрические резервуары, устанавливаемые вертикально, размещаются только на поверхности земли.

Цилиндрические резервуары, устанавливаемые горизонтально, размещаются как на поверхности земли (надземные емкости), так и в земле (подземные емкости).

К подземным емкостям относятся также горизонтальные цилиндрические резервуары, устанавливаемые на поверхности земли или частично заглубленные и засыпанные в обоих случаях грунтом.

Схемы установки надземных и подземных цилиндрических резервуаров емкостью 25 и 50 *м*³ приведены на рис. 17.3.

Для хранения больших количеств сжиженного газа распространение получают изотермические надземные резервуары, в которых сжиженный



газ содержится при низкой температуре под давлением, близким к атмосферному, а также подземные хранилища в толще земной коры (искусственно созданные соляные купола или другие герметичные емкости).

Надземные резервуары (не изотермические) рассчитываются на максимальное рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже температуры равной +50° С.

Подземные резервуары рассчитываются на максимальное рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже температуры равной +25° С*.

---

* При этом упругость паров сливаемого сжиженного газа не должна превышать упругости паров, соответствующих указанным температурам.

Таблица 17.3

Перечень зданий и сооружений газораздаточной станции пропускной способностью 6000 *т* сжиженного газа в год

Наименование зданий и сооружений	Площадь застройки, $м^2$
Блок вспомогательных помещений	580,5
Водонапорная башня	18,0
Склад горючих и смазочных материалов	42,5
Открытая стоянка машин	460,0
Выносная надворная уборная	23,0
Резервуар с водой емкостью 200 $м^3$	86,5
Наполнительный цех	590,0
Колонка для наполнения автоцистерн	—
Насосно-компрессорный цех	83,5
Надземные емкости для сжиженного газа	1915,0
Железобетонная эстакада для слива сжиженного газа	86,0
Железнодорожный путь с лебедкой	1270,0
Ограждение из колючей проволоки	—
Железобетонная ограда с воротами	—
Хлораторная	11,0
Резервуар для слива тяжелых остатков	—
Железобетонная эстакада для мойки машин	46,0

Таблица 17.4

Показатели по генпланам газораздаточных станций пропускной способностью 6000 *т* сжиженного газа в год

Наименование	Вариант 1		Вариант 2	
	Площадь, $м^2$	В % к участку	Площадь, $м^2$	В % к участку
Площадь участка	19500,0	100,0	20000,0	100,0
Площадь застройки	5212,0	27,0	5212,0	25,5
Асфальтобетонное покрытие	3643,0	18,0	3643,0	17,5
Тротуары и отмостки	507,0	4,0	476,0	4,0
Щебеночное покрытие	68,0	0,3	68,0	0,3
Озеленение	2302,0	8,5	1730,0	11,5
Ограждение колючей проволокой, *пог. м*	137,0	—	115,0	—
Железобетонное ограждение с воротами, *пог. м*	509,0	—	530,0	—

Резервуары базы хранения обеспечиваются следующими контрольно-измерительными приборами и арматурой: указателями уровня жидкой фазы, указателями давления паровой фазы, предохранительными клапанами, термометрами для замера температуры жидкой фазы, люками для попадания внутрь обслуживающего персонала и вентиляции емкости, устройствами для продувки резервуара паром или инертным газом и удаления из него воды и тяжелых остатков, устройством для отбора проб жидкой фазы и запорной арматурой.

Кроме того, на трубопроводе, предназначенном для заполнения резервуаров, устанавливается обратный клапан, предотвращающий возможность обратного потока жидкой фазы, а на расходном трубопроводе ско-

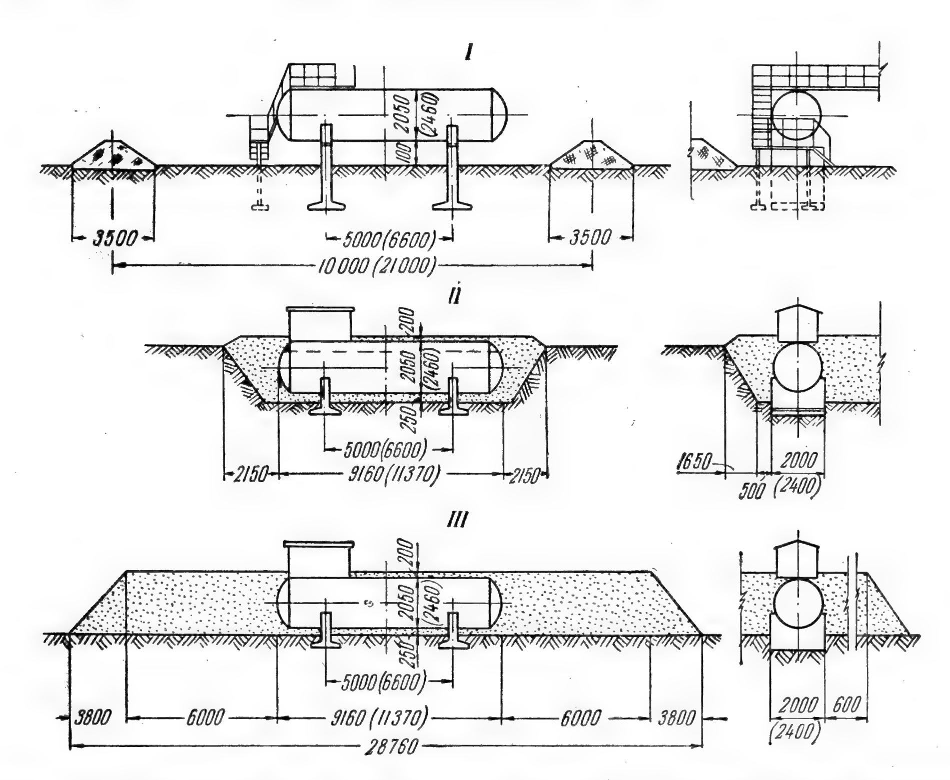


Рис. 17.3. Принципиальные схемы установки надземных и подземных цилиндрических резервуаров емкостью 25 и 50 $м^3$:

I — вариант с надземными резервуарами емкостью 25 и 50 $м^3$; *II* — вариант с подземными резервуарами емкостью 25 и 50 $м^3$; *III* — вариант с подземными обсыпными резервуарами, емкостью 25 и 50 $м^3$.

ростной клапан, автоматически отключающий трубопровод при его разрыве или другой аварии на нем, приводящей к выбросу из резервуара больших количеств жидкой фазы.

Конструкция, схема установки и обвязка наиболее распространенного резервуара емкостью 50 $м^3$ при его надземной и подземной установках приведены на рис. 17.4 и 17.5.

Каждый резервуар базы хранения оборудуется не менее чем двумя пружинными предохранительными клапанами (рабочим и контрольным), снабженными рычагами для контрольной продувки.

По действующим Правилам Госгортехнадзора пропускная способность каждого из предохранительных клапанов (рабочего и резервного) выбирается из расчета, чтобы давление паров сжиженного газа в резервуаре не превышало рабочее более чем на 15%.

В зарубежной практике для определения пропускной способности каждого из клапанов получили распространение следующие эмпирические формулы:

для надземных резервуаров

$$G = 1000 \cdot D\left(L + \frac{D}{2}\right) \ кГ/час, \qquad (17.2)$$

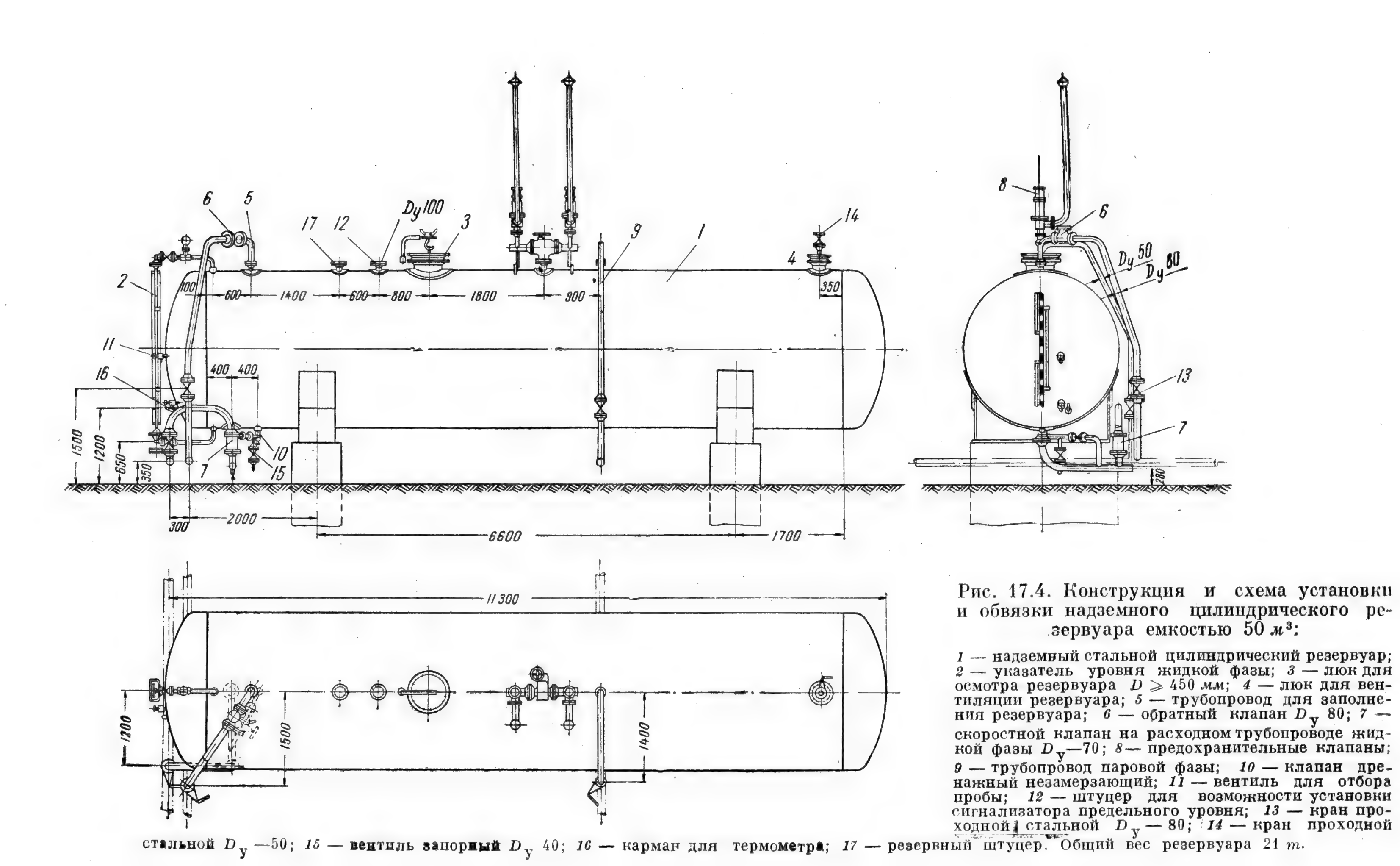


Рис. 17.4. Конструкция и схема установки и обвязки надземного цилиндрического резервуара емкостью 50 $м^3$:

1 — надземный стальной цилиндрический резервуар; *2* — указатель уровня жидкой фазы; *3* — люк для осмотра резервуара $D \geqslant 450$ *мм*; *4* — люк для вентиляции резервуара; *5* — трубопровод для заполнения резервуара; *6* — обратный клапан $D_у$ 80; *7* — скоростной клапан на расходном трубопроводе жидкой фазы $D_у$—70; *8* — предохранительные клапаны; *9* — трубопровод паровой фазы; *10* — клапан дренажный незамерзающий; *11* — вентиль для отбора пробы; *12* — штуцер для возможности установки сигнализатора предельного уровня; *13* — кран проходной стальной $D_у$ — 80; *14* — кран проходной стальной $D_у$ —50; *15* — вентиль запорный $D_у$ 40; *16* — карман для термометра; *17* — резервный штуцер. Общий вес резервуара 21 *т*.

для подземных резервуаров, подвергающихся при пожаре меньшей опасности, чем надземные резервуары

$$G = 300\,D\left(L + \frac{D}{2}\right)\ кГ/час, \tag{17.3}$$

где D — диаметр резервуара, *м*;
L — длина резервуара, *м*.

Для определения размера клапанов служит формула

$$F = \frac{G}{220\,P\sqrt{\frac{M}{T}}}, \tag{17.4}$$

где F — рабочее сечение клапана ($см^2$), определяемое для клапанов:
а) полноподъемных при $h \geqslant {}^1/_4\,d$ по формуле $F = 0{,}785\,d^2$;
б) неполноподъемных при $h \geqslant {}^1/_{20}\,d$ по формуле $F = 2 \cdot 22\,dh$;
d — внутренний диаметр седла, *см*;
h — высота подъема клапана, *см*;
G — пропускная способность клапанов, *кГ/час*;
P — абсолютное давление паров, $кГ/см^2$;
T — абсолютная температура паров, °К;
M — молекулярный вес паров, *кГ*.

Предохранительные клапаны должны устанавливаться как правило непосредственно на резервуарах и сообщаться с их парофазным пространством.

Установка запорных органов между резервуаром и предохранительными клапанами недопустима.

При установке сдвоенных, предохранительных клапанов они могут монтироваться с помощью трехходового крана, обеспечивающего их одновременное включение и исключающего их одновременное отключение.

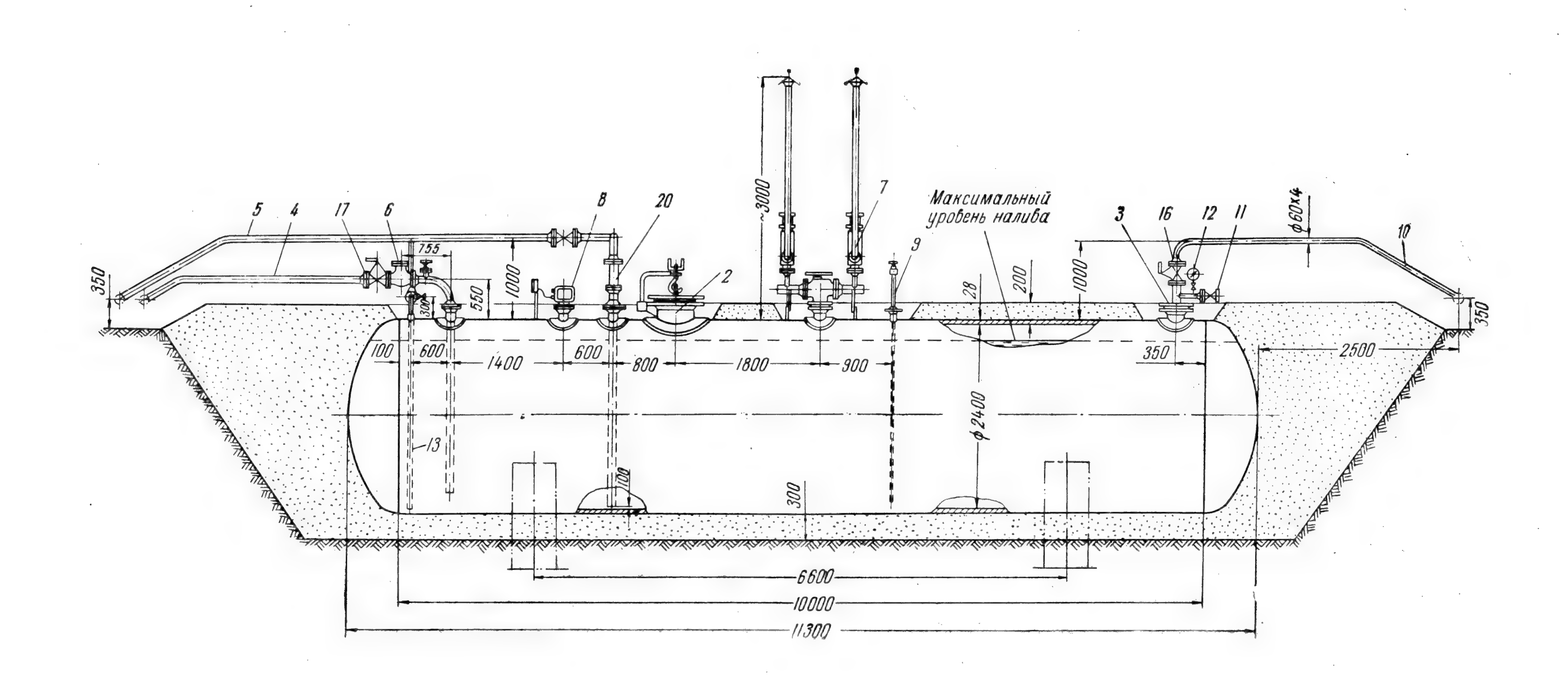
Регулировка и настройка предохранительных клапанов производится с таким расчетом, чтобы они открывались при следующих давлениях (см. табл. 17.5).

Таблица 17.5

Рабочее давление в резервуаре, $кГ/см^2$	Давление, при котором предохранительные клапаны должны открываться, $кГ/см^2$	Наименование клапанов
До 7,0	Рабочее+0,2	Оба клапана
От 7,0 до 13,0	Рабочее+0,2	Контрольный
	Рабочее+0,3	Рабочий
Свыше 13,0	1,05 рабочего	Контрольный
	1,08 рабочего	Рабочий

Отвод паров сжиженных газов, сбрасываемых через предохранительные клапаны в атмосферу, осуществляется с помощью выхлопных труб. Высота этих труб обычно принимается на 1,5—2 *м* выше конька зданий, находящихся на расстоянии до 30 *м*, но не менее 3 *м*.

Допускается объединение нескольких выхлопных труб от контрольных клапанов в одну сборную трубу, которая размещается от емкостей и производственных зданий без огневых процессов на расстоянии не менее



Максимальный
уровень налива
5
4
17
6
755
8
20
2
~3000
7
9
3
16
12
11
ф60х4
10
350
1000
550
300
200
28
100
600
1400
800
1800
900
350
2500
ф2400
13
300
6600
10000
11300

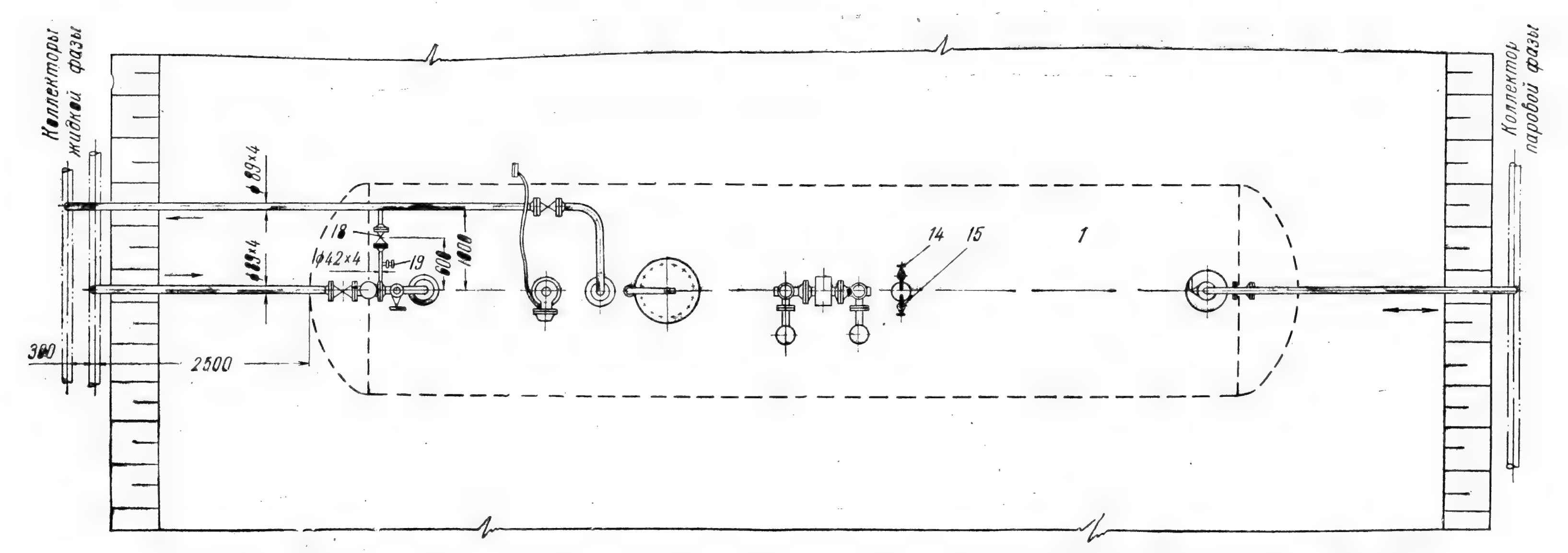


Рис. 17.5. Конструкция, схема установки и обвязки подземного цилиндрического резервуара емкостью 50 $м^3$:

1 — подземный стальной цилиндрический резервуар; 2 и 3 — люки; 4 — наполнительный трубопровод; 5 — расходный трубопровод; 6 — обратный клапан; 7 — предохранительные клапаны; 8 — визуальный указатель уровня жидкой фазы; 9 — уровнемерные трубки; 10 — трубопровод паровой фазы; 11—вентиль для продувки $D_у40$; 12 — манометр; 13 — трубопровод для опорожнения резервуара; 14 — вентиль запорный угловой $D_у6$; 15 — вентиль для отбора пробы; 16 — кран проходной $D_у50$; 17 — кран проходной $D_у80$; 18 — вентиль запорный $D_у32$; 19 — вентиль запорный $D_у10$; 20 — скоростной клапан на расходном трубопроводе.

15 *м*. Для контроля уровня жидкой фазы все резервуары снабжаются указателями уровня любой надежной и безопасной конструкции: поплавковые, в виде уровнемерных стекол, типа фиксированных уровнемерных трубок и др.

При использовании в качестве указателей уровня уровнемерных стекол (рис. 17.4) они должны быть снабжены быстродействующими предохранительными устройствами, предотвращающими утечку сжиженного газа при повреждении стекол.

Для предотвращения от коррозии наружная поверхность надземных резервуаров очищается и окрашивается масляными красками светлых тонов, а поверхность подземных резервуаров покрывается изолирующими покрытиями, тип и толщина которых определяются коррозирующими свойствами грунтов. При необходимости принимаются меры для защиты подземной металлической оболочки и трубопроводов от коррозии блуждающими токами.

Применяемые в качестве хранилищ сжиженного газа резервуары должны иметь маркировку завода-изготовителя с указанием в ней наименования завода-изготовителя, номера емкости, даты изготовления и освидетельствования, геометрического объема, веса, клейма ОТК и Госгортехнадзора и величины максимального рабочего и пробного давлений.

После установки резервуаров и окончания всех монтажных работ они подвергаются гидравлическому и пневматическому испытанию. Гидравлическое испытание на прочность производится пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления, но не менее $P_{раб} + 3$ *кГ/см²*. Под пробным давлением резервуары выдерживаются в течение 5 мин., после чего давление постепенно снижается до рабочего, при котором производится осмотр и обстукивание сварных швов молотком весом до 1,5 *кГ*.

Пневматическое испытание на плотность производится под рабочим давлением после испытания резервуара на прочность. При этом испытании производится осмотр резервуара и проверка герметичности сварных стыков и разъемных соединений с помощью мыльной эмульсии или других средств.

При отсутствии утечек по внешнему осмотру производится испытание на падение давления воздуха по манометру. Это испытание ведется в течение 12 часов после выравнивания температур в емкости с наружной температурой.

При определении величины давлений в начале и конце испытания учитывается изменение барометрического давления и температуры окружающей атмосферы.

Резервуары считаются выдержавшими гидравлическое и пневматическое испытание, если в них не окажется признаков разрыва, не замечается течи, появления слезок, потения и пропуска воздуха, не остается остаточных деформаций и не обнаруживается падения давления воздуха по манометру.

Гидравлическое испытание на прочность может заменяться пневматическим с величиной пробного давления, если в местных условиях могут быть обеспечены мероприятия безопасности для обслуживающего и находящегося поблизости персонала.

Испытания резервуаров должны производиться до их окраски или покрытия изоляцией (при подземной установке).

Резервуары для сжиженных газов устанавливаются на прочных фундаментах — опорах из огнестойких материалов (железобетона, бетона, кирпича, камня). Горизонтальные емкости устанавливаются с уклоном,

равным 0,002 ÷ 0,003 в сторону сливного патрубка. Нагрузка на все опоры емкостей должна быть распределена равномерно. Резервуары, устанавливаемые под землей, рекомендуется как правило размещать на плотном материковом грунте.

Опоры для резервуаров должны допускать термические расширения и сжатия емкостей без появления дополнительных напряжений в их корпусе и одновременно обеспечивать неизменность положения первоначальной установки.

При установке емкостей в пучинистых грунтах должны приниматься меры против воздействия сил пучения.

В случае необходимости установки резервуаров в затопляемых местах емкости оборудуются анкерами или другими приспособлениями, предотвращающими их всплытие.

Для удобного и безопасного обслуживания люков, арматуры и приборов все надземные резервуары оборудуются металлическими маршевыми лестницами с углом наклона не более 50% и площадками.

Учитывая высокий объемный коэффициент термического расширения жидкой фазы углеводородных газов, наполнение ими резервуаров базы хранения и других емкостей должно производиться с таким расчетом, чтобы над жидкой фазой всегда оставалась паровая подушка, величина которой зависит от состава жидкости (ее удельного веса) и возможных колебаний температур.

Предельно допустимые плотности наполнения, выраженные в килограммах на 1 литр, или в тоннах на 1 $м^3$ емкости резервуаров в зависимости от удельного веса жидкой фазы, величины и расположения емкостей, обуславливающих колебание температур, приведены в табл. 17.6.

Таблица 17.6

Максимально допустимые плотности наполнения резервуаров сжиженными газами в зависимости от удельного веса жидкой фазы, размера емкости и способа установки резервуаров (в килограммах на 1 $дц^3$ или в тоннах на 1 $м^3$ геометрической емкости)

Удельный вес жидкой фазы при 15,6° С	Надземные резервуары емкостью		Подземные резервуары
	до 4,5 $м^3$	больше 4,5 $м^3$	
0,473—0,480	0,38	0,41	0,42
0,481—0,488	0,39	0,42	0,43
0,489—0,495	0,40	0,43	0,44
0,496—0,503	0,41	0,44	0,45
0,504—0,510	0,42	0,45	0,46
0,511—0,519	0,43	0,46	0,47
0,520—0,527	0,44	0,47	0,48
0,528—0,536	0,45	0,48	0,49
0,537—0,544	0,46	0,49	0,50
0,545—0,552	0,47	0,50	0,51
0,553—0,560	0,48	0,51	0,52
0,561—0,568	0,49	0,52	0,53
0,569—0,576	0,50	0,53	0,54
0,577—0,584	0,51	0,54	0,55
0,585—0,592	0,52	0,55	0,56
0,593—0,600	0,53	0,56	0,57
0,601—0,608	0,54	0,57	0,58
0,609—0,617	0,55	0,58	0,59
0,618—0,626	0,56	0,59	0,60
0,627—0,634	0,57	0,60	0,61

Так, если надземный резервуар с геометрической емкостью 50 $м^3$ заполняется сжиженным углеводородным газом с удельным весом жидкой фазы 0,51, то количество жидкости в резервуаре по весу может предельно достигать 0,45 · 50 = 22,5 *т*. Объем, занимаемый жидкостью в резервуаре, 22,5 : 0,51 = 44,1 $м^3$, т. е. 88,2% от емкости цистерны.

3. Железнодорожные цистерны для транспорта сжиженных газов

Железнодорожные цистерны, предназначенные для транспорта сжиженных углеводородных газов, должны соответствовать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и иметь паспорта заводов-изготовителей.

На каждой цистерне, предназначенной для сжиженных газов, должны быть следующие клейма:

а) наименование завода-изготовителя;

б) номер по списку завода-изготовителя;

в) год постройки и дата освидетельствования;

г) общий вес в тоннах;

д) емкость в кубических метрах;

е) величина рабочего и пробного давления;

ж) клеймо ОТК завода-изготовителя;

з) регистрационный номер (выбивается владельцем железнодорожной цистерны после регистрации ее в органах Госгортехнадзора);

и) срок следующего освидетельствования.

Характеристика распространенной железнодорожной цистерны для пропана, выпускаемой заводом им. Ильича в Сартана следующая.

Цистерна четырехосная с длиной рамы 10 800 *мм*.

Емкость резервуара полная 51 $м^3$, полезная 43 $м^3$ при коэффициенте наполнения 0,84.

Вес продукта (нетто) при нормальном наполнении цистерны = = 21 600 *кГ*.

Вес цистерны с ходовой частью (тара) = 38 360 *кГ*.

Общий вес цистерны, наполненной продуктом (брутто), 60 000 *кГ*.

Наибольшее допускаемое рабочее давление в емкости при максимально допустимой температуре продукта 50° С 20 $кГ/см^2$.

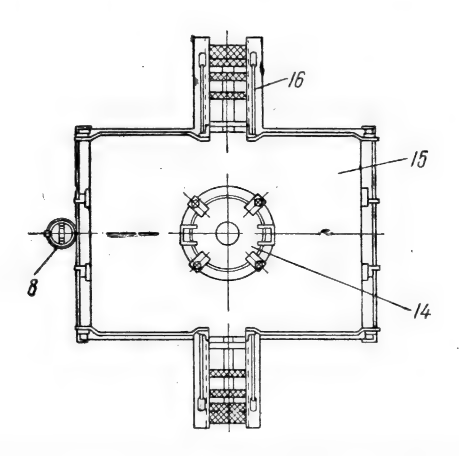
Гидравлическое испытание емкости производится при давлении 30 $кГ/см^2$.

Емкость цистерны сварной конструкции с внутренним диаметром — 2600 *мм*, общей длиной 10 100 *мм*, укреплена на раме, которая опирается на две двухосные тележки.

Снаружи емкость в верхней своей половине покрыта кожухом из листовой стали толщиной 2 *мм*, на расстоянии 60 *мм*, образующим теневую защиту емкости от непосредственного воздействия солнечных лучей.

Наверху установлен колпак диаметром 685 *мм* и высотой 340 *мм*. Под колпаком на крышке люка расположены предохранительный пружинный клапан, запорно-контрольная арматура и патрон для термометра. Вокруг колпака с люком, образующих горловину емкости, укреплена площадка с поручнями и железными стремянками по обе стороны цистерны. Несколько в стороне от площадки с горловиной установлен манометр *8* (рис. 17.6).

В центре крышки люка располагается предохранительный клапан *10*. По бокам последнего по оси емкости цистерны установлены два сливо-наливных угловых вентиля *5* и *6*, которые внутри цистерны связаны с двумя



Расположение арматуры на крышке люка

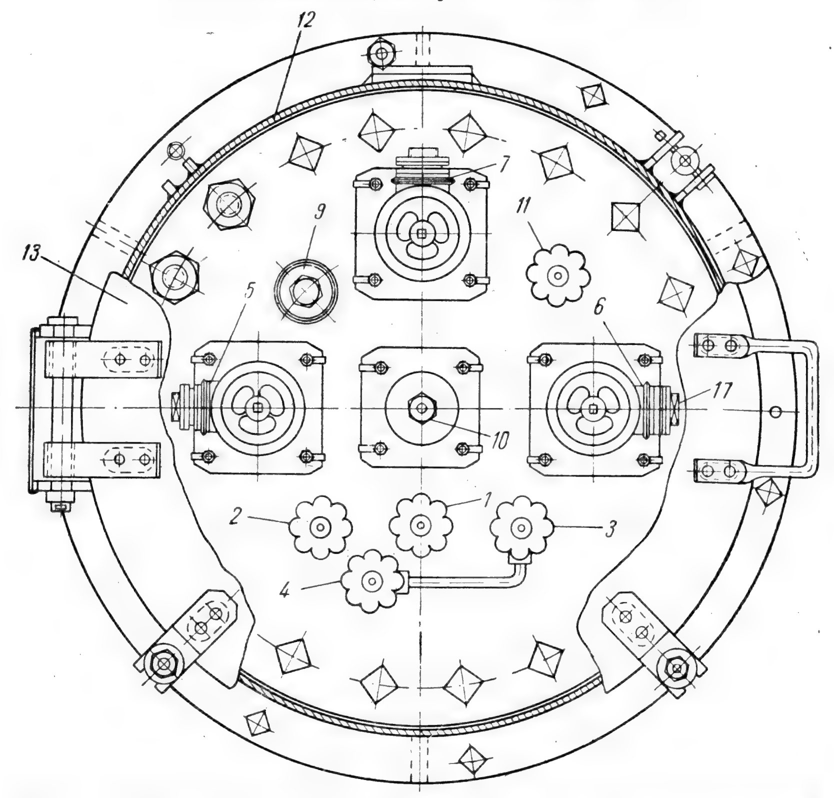


Рис. 17.6. Схема расположения арматуры наверху железнодорожной цистерны для пропана:

1 и *2* — вентили для контроля уровня наполнения; *3* и *4* — вентили для контроля опорожнения; *5* и *6* — угловые вентили для наполнения или опорожнения; *7* — угловой вентиль для выравнивания давления; *8* — манометр; *9* — патрон для термометра; *10* — предохранительный клапан; *11* — вентиль для удаления воды; *12* — стенка колпака; *13* — крышка колпака; *14* — люк; *15* — площадка; *16* — лестница с поручнями; *17* — пробка.

скоростными клапанами (рис. 17.7), соединенными с трубами, доходящими почти до низа емкости цистерны.

Кроме того, имеется угловой вентиль *7* паровой фазы, заканчивающийся внутри емкости цистерны скоростным клапаном.

При помощи указанного вентиля осуществляется соединение парового пространства цистерны и резервуаров базы хранения.

Для контроля уровня при наливе цистерны служат два вентиля *1* и *2* (рис. 17.6 и 17.8). Последние заканчиваются внутри цистерны трубками, причем трубка вентиля *2* доходит до наибольшего допустимого уровня налива продукта. При правильном заполнении цистерны из вентиля *1* должна идти жидкость, а из вентиля *2* — пар. Вентиль *1* окрашен в зеленый, а вентиль *2* — в красный цвет.

Вентиль контроля предельного уровня *2* имеет малый маховичок в отличие от вентилей налива и слива *5* и *6*, имеющих большие маховички.

Контроль окончания слива жидкого продукта из цистерны осуществляется с помощью вентиля *3*, соединенного с трубкой, заканчивающейся в нижней части цистерны на уровне нижнего конца сливо-наливных труб. При этом вентиль *4* должен быть закрыт. Вентиль *4* служит для удаления столба жидкости из трубки вентиля *3* после закрытия последнего. Открывая вентиль *4*, подают пар из верхней части цистерны в трубку вентиля *3*, из которой жидкость стекает в цистерну.

Вентиль *11* с трубкой, не доходящей до низа цистерны на 5 *мм*, предназначен для удаления попавшей в цистерну воды.

Для замера температуры продукта служит закрытый пробкой патрон *9*, заканчивающийся внутри цистерны трубкой длиной 2550 *мм*. Трубка внизу имеет донышко.

Вентиль *7*, связанный с паровым пространством цистерны, окрашен в темно-коричневый цвет, а жидкостные вентили *5* и *6* — в красный цвет.

Железнодорожная цистерна для бутана отличается от пропановой только следующими характеристиками.

Цистерна четырехосная с длиной рамы с буферами 12 190 *мм* и по осям сцепления и автосцепки 12 220 *мм*.

Емкость резервуара полная 60 $м^3$, полезная 54 $м^3$ при коэффициенте наполнения 0,9. Вес продукта (нетто) при нормальном наполнении — 35 000 *кГ*; вес цистерны (тара) — 35 650 *кГ*; общий вес цистерны, наполненной продуктом (брутто), — 70 650 *кГ*; наибольшее допускаемое рабочее давление в емкости при максимально допускаемой температуре продукта 50° С — 8 $кГ/см^2$. Гидравлическое испытание емкости производится при давлении — 12 $кГ/см^2$. Диаметр резервуара внутренний — 2816 *мм*; длина резервуара — 10 100 *мм*.

Снаружи цистерна покрыта слоем изоляции из стекловаты толщиной 60 *мм*.

Вверху на резервуаре расположен люк, на крышке которого укреплена запорно-контрольная арматура, предохранительный клапан и патрон для термометра. Все указанные устройства закрыты колпаком диаметром 600 *мм* и высотой 300 *мм*.

Расположение арматуры, сливо-наливных и уравнительных вентилей, вентилей для контроля уровня и слива воды соответствует рис. 17.6—17.8.

Слив сжиженных углеводородных газов из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения производится с помощью сливных (жидкост-

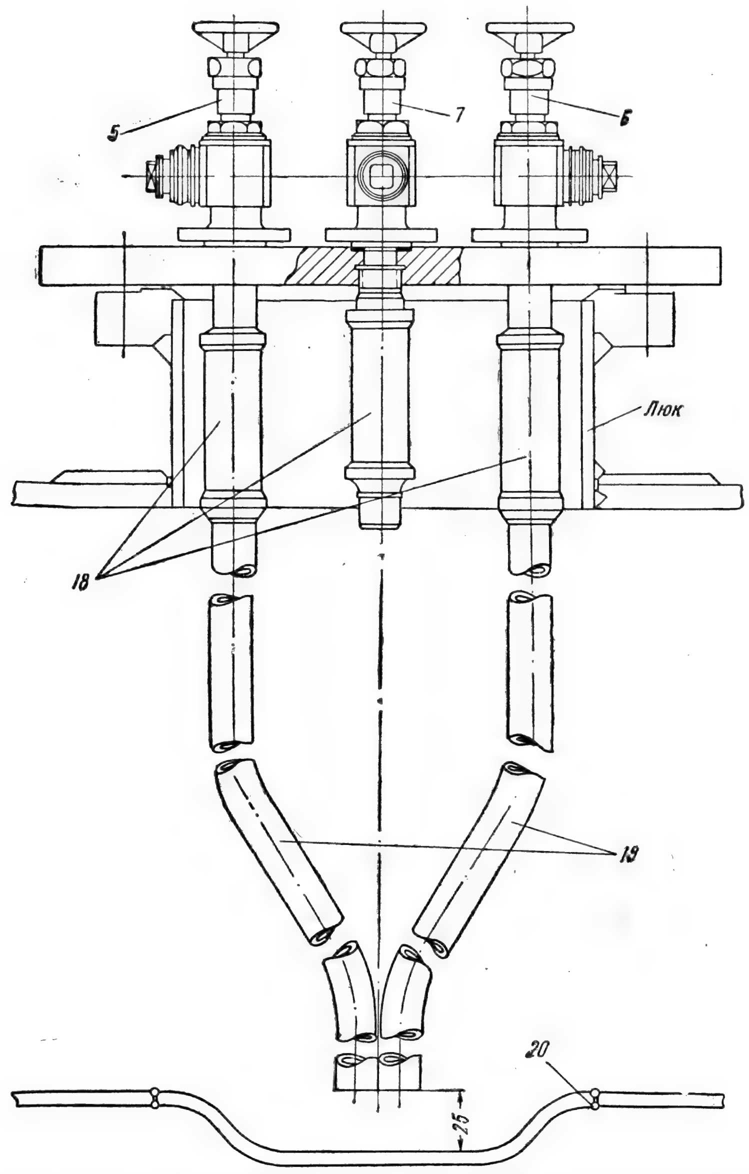


Рис. 17.7. Схема расположения сливо-наливных и уравнительного вентилей на железнодорожной цистерне для пропана:

18 — скоростные клапаны; *19* — сливо-наливные трубы; *20* — днище цистерны. Остальные обозначения см. на рис. 17.6.

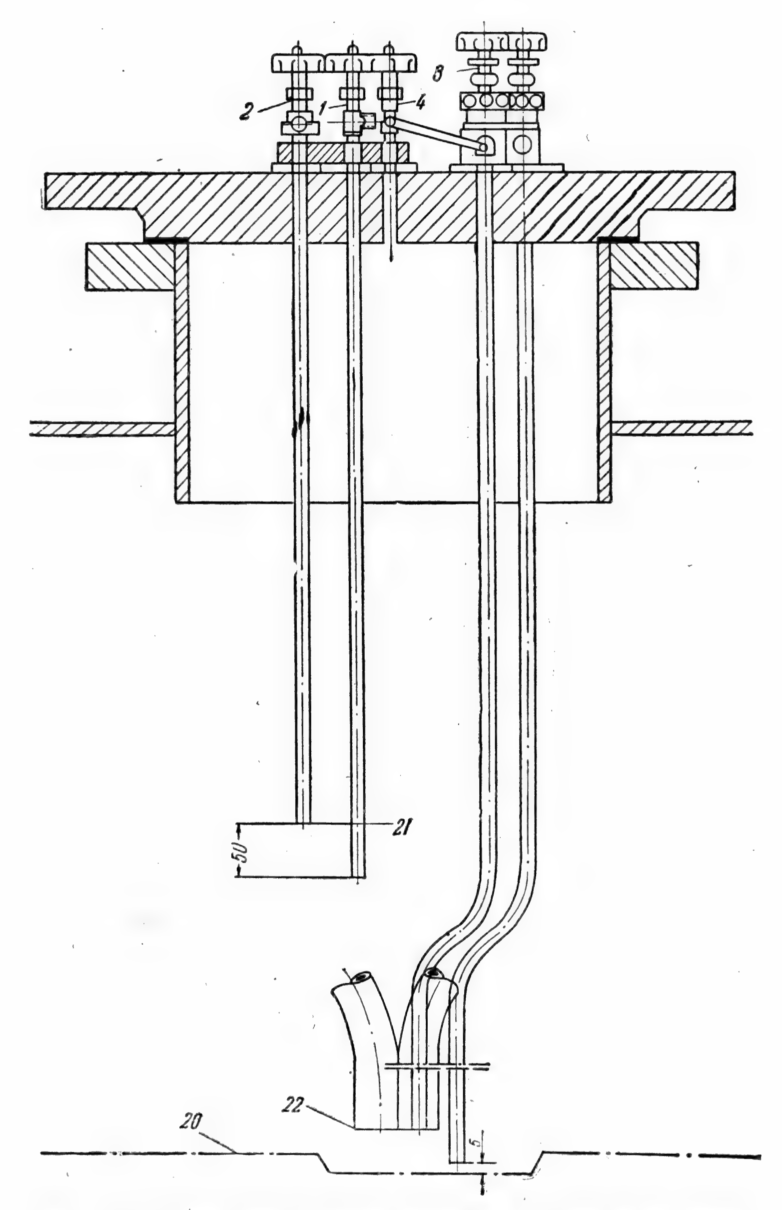


Рис. 17.8. Схема расположения вентилей для контроля уровня и слива воды:

21 — предельный уровень налива; *22* — низ сливо-наливных труб. Остальные обозначения см. на рис. 17.6 и 17.7.

ных) и парофазных коллекторов и отходящих от них патрубков и гибких рукавов, размещаемых на эстакаде слива.

Эстакада слива выполняется из огнестойких материалов и оборудуется лестницами и площадками для удобства работ при присоединении и разъединении гибких рукавов со штуцерами железнодорожных цистерн.

Гибкие рукава обычно изготавливаются из морозо-бензостойкого дюрита и снабжаются с обоих концов устройствами для их надежного присоединения к штуцерам коллекторов эстакады слива и железнодорожных цистерн.

До использования гибкие рукава после их сборки испытываются под давлением 25 *кГ/см*² и снабжаются инвентарными номерами.

Для сброса давления из гибких рукавов для их безопасного отсоединения патрубки сливного устройства оборудуются устройствами с запорными вентилями, устанавливаемыми между запорными кранами, и местами присоединения гибких рукавов. Для контроля сброса давления из гибких шлангов на жидкостном патрубке предусматривается установка манометра.

4. Автоцистерны для транспорта сжиженных газов

Автомобильные цистерны применяются для перевозки сжиженных газов из газораздаточных станций в резервуары укрупненных установок, снабжающих газом жилые дома, коммунальные и промышленные предприятия, а также для наполнения емкостей газонаполнительных станций автомобильного транспорта.

В ближайшие годы автоцистерны получат широкое применение для транспорта сжиженных газов на расстояния 100—200 *км* и доставки их на укрупненные установки и местные небольшие газораздаточные станции рабочих поселков, колхозов, совхозов и ремонтно-технических станций.

Автоцистерны для транспорта сжиженных газов должны быть специальной конструкции, соответствующей требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Каждая цистерна должна иметь паспорт завода-изготовителя, а также клейма с указанием в них наименования завода-изготовителя, заводского номера, года постройки, даты освидетельствования, общего веса емкости, величины рабочего и пробного испытательного давления и регистрационного номера, выбиваемого владельцем после регистрации автоцистерны в органах Госгортехнадзора.

Обычно цистерны монтируются на шасси грузовых автомашин, рассчитываются (для пропана) на рабочее давление 16 *кГ/см*² и снабжаются следующей арматурой: устройствами с вентилями для слива и налива сжиженного газа, вентилем для выравнивания давлений паровой фазы и выпуска паров в атмосферу, устройством для контроля уровня жидкой фазы, предохранительным клапаном и манометром.

Для быстрого слива сжиженного газа в емкости потребителей каждая цистерна снабжается насосом (например типа С-5/140), который устанавливается под цистерной — обычно в задней ее части и приводится во вращение двигателем автомашины через коробку отбора мощности и карданный вал с редуктором, сообщающим насосу необходимое число оборотов. Управление приводом насоса производится из кабины автомашины в период ее стоянки у заполняемых емкостей. При необходимости этот же насос используется и для заполнения автоцистерны.

Присоединение автоцистерн к трубопроводам резервуаров потребителей или газораздаточных станций осуществляется с помощью гибких

дюритовых рукавов, аналогичных применяемым для слива железнодорожных цистерн. С целью предохранения резервуаров автоцистерн от нагрева прямыми солнечными лучами они закрываются кожухом из листовой стали, окрашиваемым в светлые тона и имеющим надпись наименования газа и «огнеопасно».

При переоборудовании автомашины для перевозки сжиженных газов выхлопная труба и глушитель от двигателя выводятся в переднюю ее часть. Для тушения возникшего огня каждая автоцистерна снабжается двумя химическими огнетушителями типа ОП-3.

Наполнение автоцистерн сжиженным газом не должно превышать величин, приведенных в табл. 17.6, а остаточное давление паров при опорожнении должно быть не менее 0,5 *кГ/см²*.

5. Баллоны для сжиженных газов

Применяемые для сжиженных углеводородных газов баллоны должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Каждый баллон должен быть снабжен запорным вентилем, обеспечивающим надежную плотность закрытия.

С целью повышения безопасности в ряде случаев баллоны или вентили снабжаются предохранительными клапанами, открывающимися при превышении максимального рабочего давления на 15%.

Все баллоны на заводе-изготовителе должны подвергаться гидравлическому и пневматическому испытаниям.

При гидравлическом испытании баллоны выдерживаются под пробным давлением (табл. 17.7) не менее одной минуты, после чего давление снижается до рабочего, при котором производится их осмотр. Баллоны признаются выдержавшими гидравлическое испытание, если у них не обнаруживается разрывов, видимых деформаций, течи, слезок и потения. Напряжения, возникающие в стенках баллонов при этом испытании не должны превышать 85% предела текучести для данной марки стали.

Таблица 17.7

Величины пробных давлений при гидравлическом испытании баллонов

Наименование газа, для которого предназначаются баллоны	Величина пробного гидравлического давления, *кГ/см²*
Бутан	12
Бутилен	10
изо-Бутилен	10
Пропан	25
Пропилен	25

Баллоны, выдержавшие гидравлическое испытание, подвергаются пневматическому испытанию под рабочим давлением в течение не менее 2 мин. Баллоны считаются выдержавшими испытание, если при нахождении их в водной ванне не появляется пузырьков воздуха.

Рабочее давление для баллонов должно быть не более $^2/_3$ от пробного гидравлического давления.

Каждый баллон, предназначенный для сжиженных газов, снабжается клеймом, в котором указывается завод-изготовитель, тип и номер баллона, вес баллона (емкостью до 8 *л* с точностью до 0,1 *кГ*, свыше 8 *л* с точностью до 0,2 *кГ*), дата изготовления, испытания и следующего освидетельствования, пробное гидравлическое давление, рабочее давление (в *кГ/см*^{2}), емкость в литрах (с точностью до 0,2 *л* при емкости более 5 *л*) и клеймо ОТК завода-изготовителя.

Баллоны для сжиженных углеводородных газов окрашиваются масляной или эмалевой краской красного цвета и снабжаются надписью белого цвета, указывающей наименование газа. Находящиеся в эксплуатации баллоны подвергаются периодическому освидетельствованию не реже, чем через пять лет. Баллоны газобаллонных автомашин, тракторов и т. п. освидетельствуются не реже одного раза в два года. Освидетельствование включает осмотр внутренней и наружной поверхности, проверку веса и емкости, гидравлическое испытание давлением, приведенным в табл. 17.7.

Результаты освидетельствования регистрируются в журнале, имеющем следующие графы: порядковый номер; завод-изготовитель; номер баллона; тип баллона; дата изготовления; дата произведенного и следующего испытания; результаты наружного и внутреннего осмотра; вес, указанный на клейме баллона; вес баллона, установленный при освидетельствовании; емкость, указанная на клейме баллона; емкость, установленная при освидетельствовании; рабочее давление; пробное давление; отметка о пригодности баллона; подпись ответственного лица.

На забракованных баллонах около горловины выбивается круглое клеймо диаметром 12 *мм* с изображением креста внутри круга.

Перевозка баллонов производится на автомашинах, автокарах или другом рессорном транспорте в горизонтальном или вертикальном положении с прокладками между ними. В качестве прокладок применяются деревянные бруски с вырезанными для баллонов гнездами, веревочные или резиновые кольца толщиной не менее 25 *мм* по два кольца на баллон или другие мягкие прокладки, предотвращающие удары баллонов друг о друга.

Транспортировка и хранение баллонов производится с навернутыми предохранительными колпаками.

Баллоны, заполненные сжиженным газом, при перевозке и хранении следует защищать от воздействия солнечных лучей.

6. Насосно-компрессорные и наполнительные отделения и другие сооружения

Для подачи сжиженного газа на наполнение баллонов и автоцистерн в настоящее время используются центробежные насосы типа С-5/140 производительностью 5 *м*^{3} в час с дифференциальным напором 140 *м* столба жидкости.

Число устанавливаемых рабочих насосов определяется по максимальному часовому количеству газа, подаваемого одновременно для наполнения баллонов и автоцистерн.

Компрессоры в условиях газораздаточных станций работают как тепловые машины, повышающие температуру и упругость насыщенных паров в опорожняемых железнодорожных цистернах или резервуарах базы хранения и снижающие температуру и упругость паров в наполняемых емкостях.

При выборе компрессоров обычно исходят из того, чтобы теплопроизводительность рабочих компрессоров покрывала тепловые потери железнодорожной цистерны или расходного резервуара при минимальной температуре атмосферного воздуха (для средней полосы СССР — 30° С).

Такому условию удовлетворяет получивший распространение аммиачный компрессор марки АВ-75, обеспечивающий создание дифференциального напора в пределах 1,0—1,5 *кГ/см*² при одновременном сливе двух железнодорожных цистерн.

Двигатели к насосам и компрессорам применяются во взрывозащищенном исполнении (для пропана тип В-2Б).

Насосы и компрессоры в зависимости от климатических условий могут устанавливаться как на открытом воздухе под навесом, так и в закрытых помещениях.

Установка машинного оборудования в подвальных и полуподвальных помещениях как правило не должна допускаться.

При установке машинного оборудования в отдельном здании оно обычно состоит из следующего числа помещений: насосно-компрессорного зала, венткамеры, щитовой и комнаты мастера.

Устройства для наполнения сжиженным газом баллонов и слива из них тяжелых остатков в зависимости от климатических условий размещаются в закрытых помещениях или на открытых площадках

Закрытые помещения для наполнения баллонов и слива из баллонов тяжелых остатков целесообразно снабжать взрывобезопасными приборами, сигнализирующими о наличии в воздухе помещений опасной концентрации паров сжиженных газов.

Наливные и сливные коллекторы следует размещать на такой высоте, чтобы обеспечивалось удобное подключение к их патрубкам гибких шлангов для наполнения и соответственно опорожнения баллонов.

Гибкие шланги-рукава должны снабжаться устройствами для их надежного и быстрого присоединения к патрубкам коллекторов и баллонов.

Наполнение баллонов сжиженным газом производится на весах с ручным или автоматическим приводом. На новейших газораздаточных станциях механизация заполнения баллонов осуществляется с помощью организации карусельного комплекса автоматических весов, расположенных по окружности и вращающихся с заданной скоростью. После поступления баллона с регулируемого по скорости транспортера на весы производится его подключение к наполнительному устройству и устанавливается вес, который должен иметь баллон после заполнения. Отключение баллона после достижения заданного веса производится автоматически с помощью пневмо- или гидроклапанов. После полного оборота карусели вес всех заполненных баллонов проверяется на контрольных весах, устанавливается герметичность вентиля с помощью гидрозатвора, присоединяемого к штуцеру, и баллоны поступают на конвейер, который отвозит их на склад или на автомашину. В некоторых случаях после заполнения проверяется герметичность не только вентиля, но и корпуса. Для этого заполненные баллоны помещаются в ванну с водой. Наличие пузырьков свидетельствует о непригодности баллона, необходимости его освобождения от сжиженного газа и отбраковки.

При случайном переполнении баллонов избыток сжиженного газа немедленно выпускается, и вес его доводится до установленной нормы (табл. 17.6).

Слив тяжелых остатков из баллонов производится через сливную рампу в специальную емкость.

Для слива тяжелых остатков баллоны устанавливаются и закрепляются в специальных стойках и присоединяются к сливной рампе с помощью гибкого шланга.

Станок для слива жидкости из баллонов снабжается устройством для легкого и удобного опрокидывания баллонов.

Хранение наполненных и порожних баллонов производится в штабелях или отсеках под навесом, обычно примыкающим к зданию наполнительного отделения.

Здания насосно-компрессорного и наполнительного отделений (или одно общее здание для обоих отделений) сооружаются светлыми, одноэтажными, бесподвальными и бесчердачными первой или второй степени огнестойкости.

Высота помещений должна быть не менее 3,25 *м*, считая от пола до низа выступающих частей кровельного перекрытия.

Конструкция кровельного перекрытия должна быть легкой, по возможности теплой и одновременно легко разрушаемой при воздействии взрывной волны.

Применение тяжелой трудно разрушаемой кровли допустимо в том случае, если площадь окон, световых фонарей и легко разрушаемых панелей в перекрытиях составляет не менее (лучше больше) 500 $см^2$ на каждый кубический метр внутреннего объема взрывоопасных помещений.

Двери и окна, оборудуемые фрамугами, должны открываться наружу, а полы изготавливаться из материалов, не дающих искр при ударе по ним твердых предметов.

Взрывоопасные помещения должны иметь не менее двух выходов, расположенных, по возможности, на противоположных сторонах.

При необходимости устройства в помещениях каналов для прокладки трубопроводов сжиженного газа, они должны быть открытыми или закрываться решетчатым настилом.

Отопление насосно-компрессорного и наполнительного отделений может быть водяное, паровое низкого давления или воздушное без рециркуляции воздуха. Температура воздуха в помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала принимается равной 15° С.

Все здания, в которых возможно выделение в атмосферу помещений паров сжиженных газов, оборудуются общеобменной принудительной системой вентиляции с 10-кратным воздухообменом.

Так как удельный вес паров сжиженного газа значительно больше удельного веса воздуха, около 2/3 всего объема воздуха забирается из нижней зоны помещений — у пола, а также из мест присоединения баллонов к наполнительной рампе и около 1/3 у потолка. Приток воздуха подается в рабочую зону. Вытяжные воздуховоды обычно выводятся на 1,0—1,5 *м* выше конька крыши зданий.

Кроме механической вытяжки, взрывоопасные помещения насосно-компрессорного и наполнительного отделений оборудуются дефлекторами.

Все вытяжные и приточные вентиляционные установки этих помещений выполняются во взрывозащищенном исполнении, независимо от места их расположения.

Освещение взрывоопасных помещений насосно-компрессорного и наполнительного отделений может быть внутренним с применением светильников во взрывозащищенном исполнении для пропановоздушной смеси или наружным в нормальном исполнении:

а) через закрытые наглухо фрамуги окон с двойным остеклением, промазанным газостойкой замазкой (при одинарном остеклении светиль-

ники снабжаются защитными стеклами или стеклянными колпаками);

б) через специально устроенные в стене ниши с двойным остеклением и естественной вентиляцией свежим воздухом;

в) через фонари специального типа со светильниками, установленными в потолке с двойным остеклением и устройством вентиляции фонарей свежим воздухом.

Горизонтальная освещенность помещений при внутреннем освещении должна быть не менее 60 люксов, а при наружном освещении не менее 35 люксов.

Освещение всех взрывоопасных помещений обычно разбивается не менее чем на две группы (рабочее и аварийное) с отдельными выключателями и предохранителями, устанавливаемыми вне взрывоопасных помещений.

Освещение территории станции может быть как прожекторное, так и отдельными светильниками. При применении светильников, они должны быть влагопыленепроницаемого типа и должны устанавливаться на столбах на расстоянии не менее 15 *м* от взрывоопасных зданий, резервуаров, железнодорожных цистерн и аналогичных им взрыво- и пожароопасных установок.

При меньших расстояниях применяются светильники взрывозащищенного типа.

Насосно-компрессорное и наполнительное отделения, а также резервуары базы хранения, железнодорожные цистерны и сливная эстакада защищаются от прямых ударов молнии с помощью отдельно стоящих молниеотводов. Расчет таких молниеотводов производится по временным руководящим указаниям по грозозащите, изданным бывшим МНП в 1956 г.

Для защиты от вторичных проявлений молнии и статического электричества вокруг насосно-компрессорного и наполнительного отделений сооружается контур заземления, к которому присоединяются оборудование, трубопроводы и металлические сооружения зданий.

Такие же контуры заземления создаются для резервуаров базы хранения, сливной эстакады и железнодорожных рельс. Сопротивление растекания заземлителей должно быть не более 10 *ом.*

Защите от разрядов статического электричества подлежат все гибкие рукава и шланги сливных и наполнительных устройств.

Противопожарное водоснабжение газораздаточных станций должно удовлетворять требованиям противопожарных норм строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест (Н—102—54) и норм и технических условий проектирования складских предприятий и хозяйств для хранения легко воспламеняющихся и горючих жидкостей (Н и ТУ—108—56).

Расход воды для наружного пожаротушения для станций пропускной способностью 6000 *т* сжиженного газа в год может приниматься в размере 15—20 *л/сек*, а для внутреннего пожаротушения 5—6 *л/сек.*

Неприкосновенный противопожарный запас воды в резервуарах должен составлять 150—200 $м^3$.

Пожарные гидранты располагаются на расстоянии не более 50 *м* друг от друга и от обвалования или ограждения парка емкостей не менее 10 *м.*

Канализация на газораздаточных станциях должна удовлетворять требованиям норм и технических условий проектирования наружной канализации промышленных предприятий и поселков при них

(Н и ТУ—132—55) и норм и технических условий проектирования складских предприятий и хозяйств для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (Н и ТУ—108—56).

7. Установки для смешения паров сжиженных газов с воздухом и другими газами

Установки для смешения паров сжиженных углеводородных газов с воздухом получают широкое распространение для снабжения газовоздушной смесью крупных населенных пунктов и промышленных предприятий с большими расходами газа. В обоих случаях газовоздушная смесь выдается в городскую (поселковую) или заводскую распределительную систему, транспортирующую смесь к местам ее потребления.

В ряде случаев такие установки используются для выработки и добавки газовоздушной смеси к искусственным и природным газам в периоды пиковых расходов, когда вырабатываемого заводами или получаемого из промыслов газа недостаточно для нормального газоснабжения.

Пары сжиженных газов (без смеси их с воздухом) могут использоваться и для повышения или поддержания теплотворной способности искусственных газов на заданном уровне в периоды, когда теплотворная способность этих газов снижается за счет низкокалорийных генераторных газов.

Во всех случаях такого использования сжиженных газов должна быть обеспечена безопасность и нормальное сжигание газа в бытовых и промышленных приборах и установках.

Безопасность газовоздушных смесей достигается тем, что содержание паров сжиженных газов в смеси берется в 2,5—3 раза больше верхнего предела взрываемости.

Нормальное сжигание газа (обеспечение номинальной тепловой нагрузки приборов и содержания окиси углерода в продуктах сгорания в пределах требований ГОСТ) обеспечивается постоянством величины теплового потока независимо от вида углеводородов, входящих в смесь

$$\left(\frac{Q_{\text{н}}}{\sqrt{\gamma}} \approx \text{const}\right).$$

Установки для смешения паров сжиженных газов с воздухом размещаются в зависимости от местных условий на площадках городских газораздаточных станций, на специальных площадках при большой удаленности от газораздаточных станций, а также на свободных площадках вблизи предприятий-потребителей газа.

Смешение паров сжиженных газов с воздухом производится при низком и среднем давлении.

Регулирование соотношения паров сжиженных газов и воздуха осуществляется с помощью инжекторов, газодувок и воздуходувок, сблокированных между собой общим приводом, пропорционирующих устройств, включающих расходомерные диафрагмы, и другими методами.

На рис. 17.9 приведен приближенный вариант принципиальной схемы установки для смешения паров сжиженных газов с воздухом, предназначенной для производства и выдачи газовоздушной смеси в городскую систему газоснабжения. Схема допускает также возможность наполнения баллонов для баллонного газоснабжения и автоцистерн для наполнения укрупненных установок.

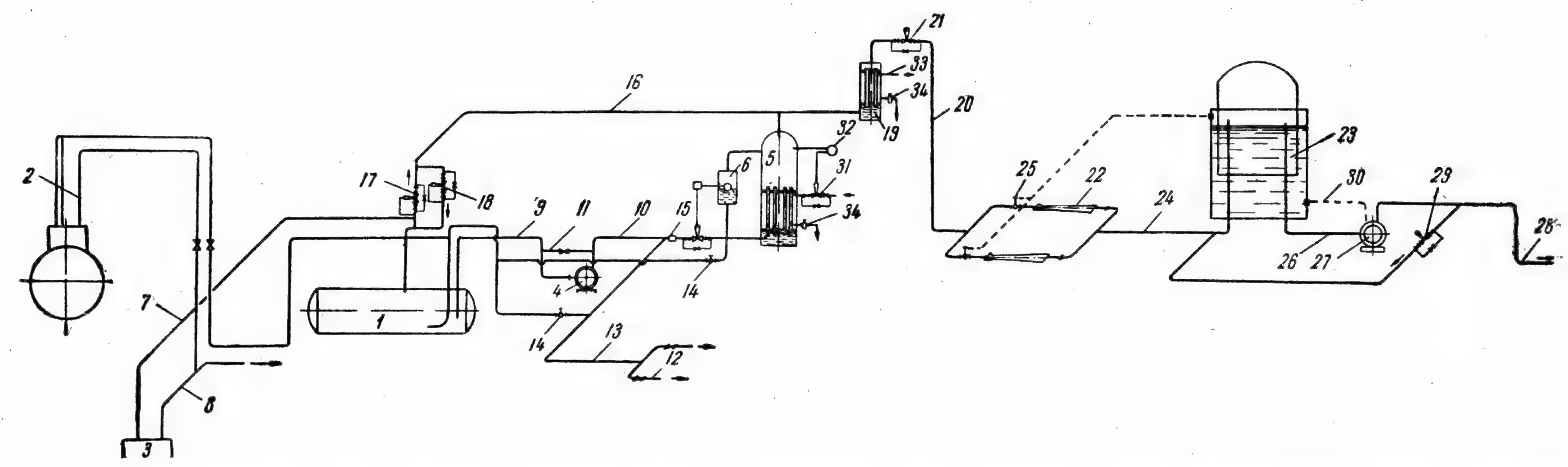


Рис. 17.9 Принципиальная схема установки для смешения паров сжиженных газов с воздухом и подачи газовоздушной смеси в городскую систему газоснабжения:

1 — резервуар базы хранения; *2* — устройство для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн; *3* — компрессор; *4* — насос; *5* — испаритель; *6* — поплавковый регулятор предельного уровня жидкой фазы в испарителе; *7* — всасывающий трубопровод компрессора; *8* — напорный трубопровод компрессора; *9* — всасывающий трубопровод насоса; *10* — напорный трубопровод насоса; *11* — обвод; *12* — штуцеры к устройствам для налива баллонов и автоцистерн; *13* — жидкостный трубопровод; *14* — трубопровод с перепускным клапаном для сброса избыточного количества жидкой фазы в резервуар; *15* — дроссель для ручного регулирования подачи жидкой фазы в испаритель; *16* — парофазный трубопровод; *17* — регулятор давления «до себя» для сброса избыточного давления паровой фазы из хранилища в пароперегреватель; *18* — регулятор давления «до себя» для сброса избыточного давления паров из испарителя в резервуар; *19* — перегреватель паров сжиженного газа; *20* — трубопровод перегретых паров; *21* — регулятор давления «после себя» перегретых паров, поступающих в инжекторы; *22* — инжекторы; *23* — буферный газгольдер низкого давления; *24* — трубопровод газовоздушной смеси; *25* — автоматические клапаны для отключения инжекторов при наполнении газгольдера; *26* — трубопровод газовоздушной смеси к газодувкам; *27* — газодувка для подачи газовоздушной смеси в городские газопроводы; *28* — напорный трубопровод в городские газопроводы среднего давления; *29* — обвод с регулятором предельного давления; *30* — устройство для автоматического отключения двигателя газодувки при опорожнении газгольдера; *31* — трубопровод теплоносителя с автоматическим запорным клапаном; *32* — регулятор предельного давления в испарителе; *33* — трубопровод теплоносителя к перегревателю паров сжиженного газа; *34* — сборник конденсата.

Из железнодорожных цистерн сжиженный газ сливается в резервуары базы хранения *1* за счет создания в парофазном пространстве цистерн избыточного давления с помощью компрессоров *3* или нагретых в испарителе *5* паров.

Подача сжиженного газа в испарители производится с помощью насосов *4* по напорному трубопроводу *10*, а налив баллонов и автомобильных цистерн по трубопроводу *13*. Избыточное количество сжиженного газа, подаваемого насосами, через обводный трубопровод и перепускной клапан *14* отводится в резервуары базы хранения *1*.

В летний период времени подача жидкой фазы в испарители может производиться по обводу *11* за счет повышенного давления насыщенных паров в резервуарах, без включения насосов.

Наоборот, в зимний период для обеспечения нормального всасывания насосами может потребоваться работа компрессоров, отсасывающих пары из одних резервуаров и нагнетающих их в другие — расходные резервуары.

Испаритель жидкой фазы представляет собой вертикальный теплообменник. Предельный уровень жидкой фазы в теплообменнике поддерживается с помощью поплавкового регулятора уровня *6*. При достижении предельного уровня поплавок поднимается в крайнее верхнее положение и с помощью дополнительного устройства перекрывает клапан на трубопроводе *10*, подающем жидкую фазу в испаритель.

Величина предельного давления в испарителе ограничивается с помощью автоматического регулятора *32*, отключающего клапан *31* теплоносителя, а также с помощью регулятора давления «до себя» *18*, сбрасывающего избыточное давление в паровое пространство резервуаров базы хранения.

Из испарителя насыщенные пары поступают в пароперегреватели *19*, а из них в инжекторы *22*.

Схема допускает возможность подачи паров сжиженного газа в пароперегреватели непосредственно из резервуаров базы хранения, которые в летний период могут использоваться как испарители с естественным обогревом.

Смешение паров сжиженного газа с воздухом по приведенной схеме осуществляется с помощью инжекторов. Постоянство теплотворной способности паровоздушной смеси при этом методе достигается за счет постоянства состава паров сжиженного газа, а также постоянства давлений паров на входе в сопла инжекторов и паровоздушной смеси на выходе из них.

Постоянство давления паров сжиженного газа обеспечивается регуляторами давления *21*, а постоянство давления паровоздушной смеси на выходе из инжекторов наличием буфера в виде мокрого газгольдера, изменяющего противодавление в зависимости от его заполнения в незначительных пределах (порядка 100 *мм* вод. ст.).

При изменении состава паров сжиженного газа и необходимости поддержания постоянства теплового потока необходима ручная перенастройка регулятора давления *21* для изменения давления паров перед соплами инжекторов.

Подача паровоздушной смеси в городскую систему осуществляется с помощью газодувок *27*. Так как потребление газа по часам суток неравномерно, избыток засасываемого газодувками газа сбрасывается в газгольдер через регулятор предельного давления *29*. Приведенная схема предусматривает также наличие автоматических устройств, отключающих

инжекторы при заполнении газгольдера, и устройств для отключения газодувок при предельном опорожнении газгольдера.

Требования, предъявляемые к установкам для смешения паров сжиженных газов с воздухом и отдельным их сооружениям аналогичны изложенным выше требованиям для газораздаточных станций и их сооружений.

При необходимости сооружения установок смешения паров сжиженных газов с воздухом для небольших населенных пунктов и промышленных предприятий с малыми расходами газа наибольшие трудности (в особенности для предприятий, расположенных в границах города или населенного пункта) возникают при выборе площадки для размещения емкостей сжиженных газов и газгольдера.

Наличие газгольдера с газовоздушной смесью в черте населенного пункта или на территории предприятия не только повышает опасность установки, но и резко повышает стоимость ее сооружения и эксплуатации.

Для этих случаев целесообразно и безопасно сооружение в качестве хранилищ небольших подземных емкостей, снабжаемых сжиженным газом с помощью автоцистерн из центральных газораздаточных станций и применение безгазгольдерных схем смешения и выдачи газовоздушной смеси в газораспределительную систему.

На рис. 17.10 приведена безгазгольдерная автоматическая смесительная установка, легко регулирующая свою производительность в зависимости от изменения расхода газа.

В установке применены четыре эжекторных смесителя с разной производительностью, разделенные на две отдельные группы.

При изменении расхода газа смесители автоматически включаются или отключаются в зависимости от количества отбираемой из газораспределительной системы газовоздушной смеси.

Число смесителей, их групп и размеры каждого смесителя подбираются исходя из количества газа и графика его потребления.

Когда расход газа падает до нуля и в распределительной системе растет давление, отключается (с помощью регулирующего клапана *1*) и самый малый смеситель. Он, однако, немедленно включится, если давление газа в распределительной системе упадет за счет возникшего расхода газа или его утечек из трубопроводов. Устойчивая работа каждого смесителя укладывается в пределы 1 : 3, максимально 1 : 4.

Автоматическое регулирование производительности всей установки осуществляется с помощью командного прибора *2*, управляющего мембранными исполнительными механизмами *4* с игольчатыми клапанами, изменяющими подачу паров сжиженного газа в эжекторы *3*, в зависимости от давления газа в расходном трубопроводе.

На рис. 17.11 приведена конструкция эжекторного смесителя. Парообразный сжиженный газ (пропан, бутан или их смесь) поступает через патрубок *1*, в трубу *3* и далее через сопло *2* проходит в эжектор *4*, где происходит подсос воздуха.

Для правильной установки сопла в эжекторе труба *3* оборудована приводом, с помощью которого она может перемещаться по продольной оси.

Расход эжектирующих паров регулируется автоматически с помощью игольчатого шпинделя *5*, укрепленного на мембране исполнительного механизма *6*. Для ручного регулирования служит маховик *7*, а для возврата в исходное положение пружина *8*. Регулирование поступления воздуха осуществляется с помощью воздушного клапана *9*, связанного си-

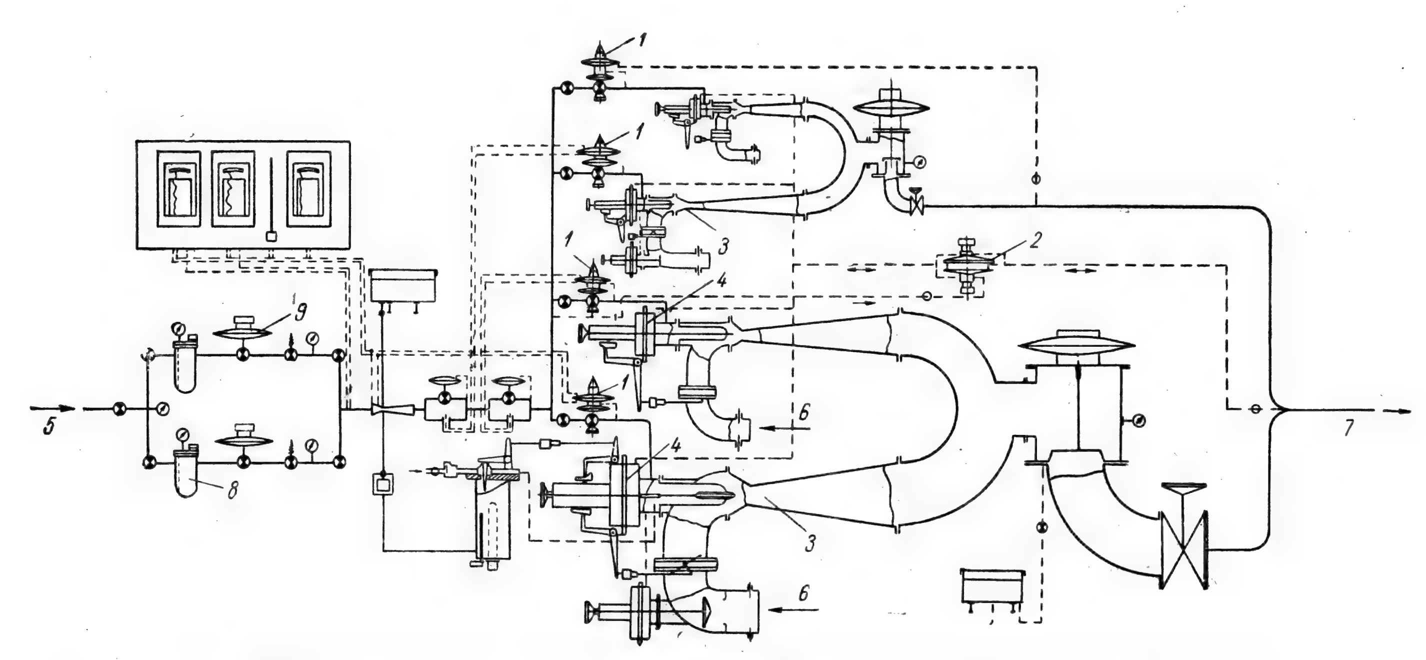


Рис. 17.10. Принципиальная схема автоматической безгазгольдерной смесительной установки:

1 — регулирующие клапаны; 2 — мембранный командный прибор; 3 — эжекторы с регулируемыми соплами; 4 — мембранные исполнительные механизмы с игольчатыми клапанами; 5 — подвод паров сжиженного газа; 6 — поступление воздуха в эжекторы; 7 — трубопровод газовоздушной смеси; 8 — фильтры; 9 — регуляторы давления.

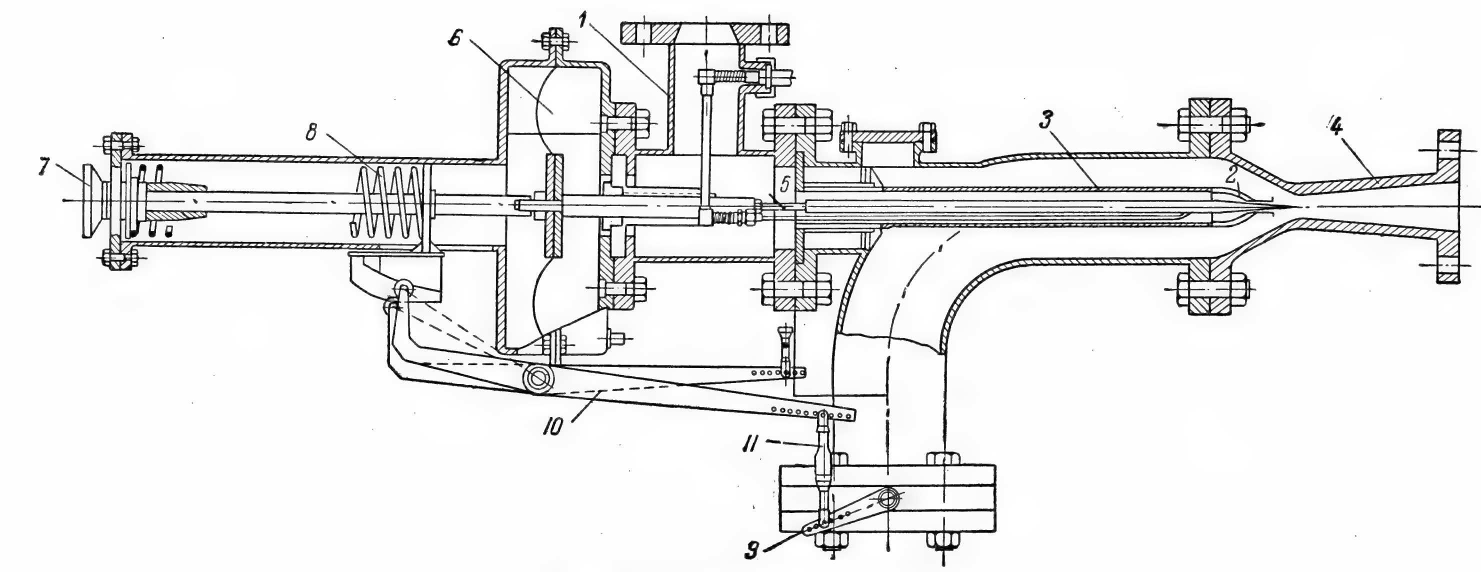


Рис. 17.11. Эжекционный смеситель.

стемой рычагов *10* с подвижным шпинделем *5*. Ручная настройка воздушной заслонки производится с помощью приспособления *11*.

Состав паровоздушной смеси при регулировании открытия заслонки определяется по анализу паровоздушной смеси или калориметром.

Паровоздушные смеси, получаемые по схемам рис. 17.9 и 17.10, должны иметь сильный и характерный запах. Наиболее надежным одорантом для таких смесей является тетрагидротиофен с содержанием серы 37%. Применение для одоризации меркаптанов (например этилмеркаптана) не рекомендуется, так как они в присутствии возможных в газораспределительных трубопроводах окислов железа окисляются в бисульфиды, имеющие слабый и малохарактерный запах.

ЛИТЕРАТУРА

Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика. Гостехтеоретиздат, 1953.

Авдеев В. Д. О схемах регулирования процессов горения при сжигании газа и мазута на электростанциях Мосэнерго. Сб. «Использование газа в теплосиловых установках». Гостоптехиздат, 1959.

Авдеева А. А. Некоторые данные о проведенных ОРГРЭС испытаниях котельных установок, работающих на газообразном топливе. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Алабамский В. А. Перевод электростанций на сжигание газа. «Энергетик» № 1, 1959.

Александрович А. И. Горелки для сжигания Московского городского газа. «Газ. пром.» № 10, 1956.

Александрович А. И., Вигдорчик Д. Я., Друскин Л. И., Зильберштейн И. А., Майзельс П. Б. и др. Газогорелочные устройства для городского газоснабжения. Изд. МКХ РСФСР, 1957.

Аранович В. В., Слободкин М. С. Арматура регулирующая и запорная. Машгиз, 1953.

Арсеев А. В. Сжигание газов. Металлургиздат, 1952.

Арсеев А. В. Результаты исследований ВНИИМТ в области сжигания газов. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Артюхов И. М., Шорин С. Н. Газоснабжение. Изд. МКХ РСФСР, 1956.

Балмасов В. В. Автоматизация котельной на газовом топливе. «Газ. пром.» № 5, 1959.

Барк С. Е. О направлениях в развитии газопечного хозяйства машиностроительных заводов. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках». Гостоптехиздат, 1959.

Барк С. Е. и др. Многосопловые эжекционные горелки с индивидуальными смесителями и газоохлаждаемым кратером. «Газ. пром.» № 2, 1959.

Башхиян Ц. А. Панельные горелки для нефтезаводских печей и котлов. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Бекетов П. Н. Обслуживание котельных, работающих на газовом топливе. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Бешагин С. П. Стабилизация давления газа при производстве электровакуумного оборудования. «Газ. пром.» № 6, 1958.

Боксерман Ю. И. Развитие газовой промышленности СССР. Гостоптехиздат, 1958.

Бородин И. В. Проектирование газовых сетей и установок. Изд. МКХ РСФСР, 1954.

Брискман А. А., Иванов А. К., Козлов А. Л., Минский Е. М., Палта Р. С., Раабен В. Н., Ходанович И. Е., Шахназаров М. Х. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат, 1955.

Вернигор П. И. Организация безопасных работ в газовом хозяйстве металлургических заводов. Металлургиздат, 1954.

Вигдорчик Д. Я., Городов К. И., Друскин Л. И., Черкинский Б. Э. Применение газа в текстильной промышленности. «Газ. пром.» № 5, 1957.

Вигдорчик Д. Я. Автоматическое регулирование горения газа. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках г. Москвы и Московской области». Гостоптехиздат, 1959.

Вопросы горения, т. 1, ИЛ, 1953.

Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов. Сб. трудов ВНИИГАЗ, Гостоптехиздат, 1958.

Волков М. А., Друскин Л. И., Правоверов К. Н., Рогинский О. Г. Исследование конфорочных горелок беспламенного типа. «Газ. пром.» № 9, 1959.

Вукалович М. П., Кириллин В. А., Ремизов С. А., Силецкий В. С., Тимофеев В. Н. Термодинамические свойства газов. Машгиз, 1959.

Вулис Л. А. Закономерности аэродинамики газового факела. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Гержой И. П., Землянский Г. И., Чуцкаева Е. С. Опыт сжигания газа на электростанциях Мосэнерго. ЦБТИ, Москва, 1958.

Гинзбург Д. Б., Сливинский И. Г. Применение природного газа на стекольных заводах. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках г. Москвы и Московской области». Гостоптехиздат, 1959.

Гордюхин А. И. Режим работы городских систем газоснабжения. Изд. МКХ РСФСР, 1955.

Гордюхин А. И. Городские газовые сети. Изд. МКХ РСФСР, 1957.

Гордюхин А. И. Эксплуатация газовых сетей. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Городов К. И., Черкинский Б. М. Опыт газификации технологических процессов на предприятиях текстильной промышленности с использованием вторичных тепловых ресурсов. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках г. Москвы и Московской области». Гостоптехиздат, 1959.

Гродский Я. С., Ноженко П. А. Перевод тепловых агрегатов металлургического завода с мазута на газ. «Газ. пром.», № 4, 1958.

Гродский Я. С., Карминский В. Д. Сжигание природного газа в инжекционных горелках под высоким давлением. «Газ. пром.» № 1, 1959.

Грошев М. В. Бесфакельное сжигание природного газа. Машгиз, 1950.

Грошев М. В. Газовые нагревательные печи. Машгиз, 1951.

Гурфинкель И. М. Газовое дело. ОНТИ, Харьков—Киев, 1935.

Данилевич Ю. И. Режимы потребления газа печным отоплением. «Газ пром.» № 2, 1957.

Дворецкий А. И., Татищев С. В. Саратовский природный газ и рациональные методы сжигания его в топках котлов. Гостоптехиздат, 1947.

Демидов Г. В. Газовые сети и бытовые приборы. Изд. МКХ РСФСР, 1954.

Демидов Г. В. Техника безопасности и противопожарная техника в городском газовом хозяйстве. Изд. МКХ РСФСР, 1957.

Демидов П. Г. Основы горения веществ. Изд. МКХ РСФСР, 1951.

Дикерман Н. И. Опыт и перспективы газификации предприятий строительных материалов Москвы. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках г. Москвы». Гостоптехиздат, 1959.

Долотов Г. П., Кондаков Е. А. Безопасное использование природного газа на машиностроительных заводах. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках г. Москвы». Гостоптехиздат, 1959.

Друскин Л. И. Конфорочные горелки для бытовых газовых плит. «Газ. пром.» № 2, 1958.

Друскин Л. И. Сжигание газа в котлах. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Елкин В. Г., Каплун Е. И. Бытовые установки жидкого газа. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Еринов А. Е. Местный и скоростной нагрев металла в газовых печах. Сталинград, 1957.

Железнякова М. А., Клюева Е. П. Устройство и эксплуатация газового хозяйства коммунальных предприятий. Изд. МКХ РСФСР, 1955.

Жуков В. И., Храмихин Ф. Г. Битумная изоляция подземных трубопроводов. Стройиздат, 1954.

Жуков Ф. Ф. Опыт химической очистки и битумной изоляции стальных труб в полузаводских условиях. Стройиздат, 1954.

Жунко В. И. Горючие газы из прибалтийских сланцев. Гостоптехиздат, 1948.

Захариков Н. А., Левин А. М., Лехель С. Н. О процессе горения в туннелях беспламенных горелок. Сб. трудов института использования газа «Работа и конструкция газовых печей». Изд. АН УССР, 1953.

Захариков Н. А. Теплопередача в промышленных печах, в зависимости от условий сжигания газа. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Зельдович Я. Б. Теория горения и детонации газов. Изд. АН СССР, 1944.

Зельдович Я. Б. К теории распространения пламени. ЖФХ, т. XXII, вып. 1, 1948.

Зельдович Я. Б., Компанеец А. С. Теория детонации. Изд. технико-теоретической литературы, 1955.

Иванов Ю. А. Рациональное сжигание природного газа, основанное на результатах расчета газогорелочных устройств. «Техническая информация» 21, Таллин, 1958.

Иевлев В. Н. Закономерности горения в туннельных горелках. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Изюмский Н. А. Повреждение паровых и водогрейных котлов и способы их предупреждения. Изд. МКХ РСФСР, 1955.

Ионин А. А. Горелки для сжигания газа. Изд. МКХ РСФСР, 1951.

Ионин А. А. Гидравлический режим работы газовых сетей низкого давления. «Газ. пром.» № 2 и 3, 1958.

Иост В. Взрывы и горение в газах. ИЛ, 1952.

Ицкович Н. М. Методы приближенных расчетов нагревательных печей. Металлургиздат, 1956.

Кавадеров А. В. Тепловая работа пламенных металлургических печей. Металлургиздат, 1956.

Камерштейн А. Г. Строительство трубопроводов в районах горных выработок. Стройиздат, 1957.

Карпов А. К. Химические характеристики природных газов. «Газ. пром.» №№ 7 и 10, 1957.

Киселев А. А. Газоснабжение, часть 2. Госстройиздат, 1956.

Клименко А. П. Жидкие углеводородные газы. Гостоптехиздат, 1959.

Кнап К. К. Эксплуатация газового хозяйства жилого дома. Изд. МКХ РСФСР, 1953.

Кнап К. К. Указания по устройству и эксплуатации газоходов от газовых приборов. Мосжилуправление, 1955.

Кнорре Г. Ф. Что такое горение? Госэнергоиздат, 1955.

Кнорре Г. Ф. Топочные процессы. Госэнергоиздат, 1959.

Кожинов В. Ф. Трубопроводы при пересечении водных протоков и на поворотах трасс. Изд. МКХ РСФСР, 1951.

Колобов П. И. Использование природного газа на отопление промышленных печей. Металлургиздат, 1958.

Колченогова И. П., Шорин С. Н. Интенсификация теплообмена при сжигании газа. «Газ. пром.», 1959.

Коляда И. А. Техника безопасности в газовом хозяйстве завода. Машгиз, 1951.

Коляда И. А. Компенсационный количественный определитель утечек газа. «Газ. пром.» № 9, 1959.

Копытов В. Ф. Нагрев стали в печах. Металлургиздат, 1955.

Копытов В. Ф. Перевод на газ нагревательных печей. Сб. «Перевод промышленных печей и котельных установок на природный газ». Харьковское областное издательство, 1958.

Корнилов Ю. Г., Русинковский Ю. П. Автоматизация отопительных котельных на газовом топливе. «Газ. пром.» № 7, 1959.

Крайзельман С. М., Тимофеев Н. И., Коган Г. Е. Монтаж и сварка магистральных трубопроводов. Гостоптехиздат, 1956.

Кузьмин П. А. Водогрейные газовые приборы контактного принципа действия. Сб. «Использование газа для целей отопления и горячего водоснабжения». Изд. Львовского гос. университета, 1956.

Курочкин Б. Н. Опыт использования природного газа для отопления мартеновских печей. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Лебедев Н. С. Газовые нагревательные печи. Машгиз, 1956.

Левин А. М. Сжигание газа в атмосферных горелках. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Левин А. М. Повышение давления газа — резерв экономии металла на трубах. «Газ. пром.» № 11, 1959.

Левин С. И. Строительство подводных трубопроводов. Гостоптехиздат, 1957.

Левин С. Р. Гидравлический расчет газопроводов. Изд. МКХ РСФСР, 1948.

Литвин Г. Е. Опыт сжигания газа на московском заводе им. Лихачева. Сб. «Перевод промышленных печей и котельных установок на природный газ». Харьковское областное издательство, 1958.

Льюс Б., Эльбе Г. Горение, пламя и взрывы в газах. ИЛ, 1948.

Ляховский Д. Н. Аэродинамика закрученных струй и ее значение для факельного процесса сжигания. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Мартыновский Д. М. Устройство и эксплуатация газопроводов промышленных предприятий. Гостоптехиздат, 1954.

Мерлин А. Е. Комплексная автоматизация котельных. «Газ. пром.» № 1, 1959.

Мильштейн Я. А. Ремонт газовой аппаратуры. Изд. МКХ РСФСР, 1957.

Мироненкова Л. Н., Дробот Т. П., Захарова З. Л. Рациональное сжигание газа в бытовых и коммунальных установках. Изд. МКХ РСФСР, 1958.

Миронов В. Д. Схемы регулирования процесса горения в топках паровых котлов. Изд. МДНТП, 1958.

Миронов К. А., Шипетин Л. И. Теплотехнические измерительные приборы. Машгиз, 1958.

Михеев В. П. Опыт промышленного сжигания газа в Куйбышеве. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Млодок Б. И., Шур И. А. Оборудование для газорегулировочных пунктов. Бюллетень технической информации «Ленгипроинжпроекта» № 2 (7), 1958.

Нейман П. П. Нагревальщик печей кузнечно-штамповочных цехов. Машгиз, 1956.

Нечаев М. А. Газоснабжение городского хозяйства. Изд. МКХ РСФСР, 1953.

Нечаев М. А. Техника безопасности на газопроводах и газовых установках. Гостоптехиздат, 1957.

Оболенская О. И. Беспламенное сжигание газа в хлебопекарных печах. «Хлебопекарная промышленность» № 4, 1957.

Пахалуев К. М., Бородин В. П., Дарманян П. Э. Применение природного газа в металлургических печах. Гостоптехиздат, 1959.

Петров И. П., Камерштейн А. Г., Долгов В. К. Расчет напорных стальных трубопроводов на прочность. Госстройиздат, 1955.

Погорелый П. П., Форер И. Б. Инжекционные газогорелочные устройства для промышленных агрегатов. «Газ пром.» № 3, 1959.

Подкопаев Н. Ф. Регуляторы давления газа для городских систем газоснабжения. «Газ. пром.» № 2, 1956.

Полант В. И., Курочкин Б. И. Использование природного газа в мартеновских печах. «Металлург» № 7, 1956.

Попов С. С. Транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. Гостоптехиздат, 1952.

Привалова К. А. Исследование смесителей инжекторных горелок и свободной струи природного газа. Сб. «Работа и конструкция газовых печей». Изд. АН УССР, 1953.

Привалова К. А. Обзор и сравнительная оценка методик расчета эжекционных газовых горелок. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Протопопов А. Я. Экономичное сжигание природного газа в топках паровых котлов. Гостехиздат Украины, 1951.

Равич М. Б. Поверхностное горение. Изд. АН СССР, 1950.

Равич М. Б. Методика теплотехнических расчетов при сжигании газа переменного состава. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Расчеты нагревательных печей (под ред. Тайца Н. Ю.) Гостехиздат, УССР, 1958.

Ромен А., Краппе Дж. Справочник по бутан—пропану. Гостоптехиздат, 1949.

Рафалович И. М. Тепловые расчеты пламенных печей. Металлургиздат, 1949.

Рафалович И. М. Природный газ как топливо металлургических печей. Металлургиздат, 1947.

Рашин А. М. Производство баллонов для сжиженных газов и возможность уменьшения их веса. «Газ. пром.» № 6, 1958.

Русинковский Ю. П. Автоматическое регулирование работы отопительных котлов и печей на газе. «Газ. пром.» № 1, 1958.

Рябцев Н. И. Жидкие углеводородные газы. Изд. МКХ РСФСР, 1957.

Рябцев Н. И. Групповые установки сжиженных углеводородных газов. «Газ. пром.» № 6, 1958.

Рябцев Н. И., Ермашова Е. Н. Некоторые вопросы проектирования и монтажа резервуаров для сжиженных углеводородных газов. «Газ. пром.» № 3, 1959.

Рябцев Н. И., Елкин В. Г. Переносные газовые приборы и техника наполнения малолитражных баллонов. «Газ. пром.» № 7, 1959.

Семенов Н. Н. Химическая кинетика и теория горения. Юбилейный сборник. Изд. АН СССР, 1947.

Семенов Н. Н. Основные вопросы современной теории гомогенного горения однородных газовых систем. Изв. АН СССР, № 5, 1953.

Сигал И. Я. Использование подовых горелок при переводе котлов на природный газ. «Газ. пром.» № 10, 1959.

Сигал И. Я., Найденов Г. Ф. Расчет турбулентных газовых горелок для паровых котлов. «Газ. пром.» № 6, 1959.

Славин Н. А., Миняев Е. П. Модернизированная электрогидравлическая система автоматики для котлов малой мощности. ЦНИИТмаш, 1958.

Смекалин И. В. Газоснабжение, часть I. Госстройиздат, 1955.

Смирнов А. С. Транспорт и хранение газа. Гостоптехиздат, 1950.

Соколов А. П. Настройка регуляторов давления завода «Мосгаз», «Газ. пром.» № 9, 1958.

Соснин Ю. П. Газовые отопительные и отопительно-варочные печи. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Соснин Ю. П. Перевод отопительно-варочных печей с твердого топлива на газ. Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Спейшер В. А. Предельные форсировки туннельных горелок предварительного смешения. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Стаскевич Н. Л. Газоснабжение городов, т. I и II, Гостоптехиздат, 1954.

Стаскевич Н. Л. Основные решения по переводу системы газоснабжения Ленинграда на смешанный газ. Бюллетень технической информации «Ленгипроинжпроекта» № 11, 1959.

Столпнер Е. Б. О методике расчета домовых систем газоснабжения. «Газ. пром.» № 9, 1957.

Стоюнин Г. П. Газовые горелки для котлов и промышленных печей применительно к московскому городскому газу. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках Москвы». Гостоптехиздат, 1959.

Стрельцов Н. Н., Белоусов А. И.,螺 Резнов Н. М., Рохваргер А. З. Схемы газоснабжения промышленных предприятий. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках Москвы». Гостоптехиздат, 1959.

Тайц Ю. И. Скоростной нагрев металла в газовых печах. Сб. «Перевод промышленных печей и котельных установок на природный газ». Харьковское областное издательство, 1958.

Таран В. Д. Технология сварки и монтажа магистральных газопроводов и резервуаров. Гостоптехиздат, 1953.

Тарасов В. А. Новые газовые бытовые плиты завода «Газоаппарат», «Газ. пром.» № 4, 1959.

Тебеньков Б. П. Рекуператоры для промышленных печей. Металлургиздат, 1955.

Трошин А. К. Испарители и пароперегреватели для пропана или бутана с паровым обогревом. «Газ. пром.» № 3, 1959.

Фалькевич А. С. Сварка магистральных и заводских трубопроводов. Гостоптехиздат, 1958.

Хитрин Л. Н. Теория горения потока газовых смесей и критические характеристики его зажигания. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Царик Д. Ф. Опыт сжигания газа в г. Львове и обзор применяемых газогорелочных устройств. Сб. «Теория и практика сжигания газа». Гостоптехиздат, 1958.

Чепель В. М. Сжигание газов в топках котлов и печей. Гостоптехиздат, 1959.

Черпицкий И., Янда Я. Бытовые газовые приборы в Чехословакии, «Газ. пром.» № 8, 1957.

Шахназаров М. Х. Газификация городов. Горгеонефтеиздат, 1934.

Шур И. А., Кравец В. Р. Таблицы и номограммы для гидравлического расчета газопроводов. Бюллетень технической информации «Ленгипроинжпроекта» № 2 (5), 1957.

Яковлев Л. Г. Автоматические приборы контроля и регулирования газа. Машгиз, 1950.

Справочник машиностроителя, том 2. Машгиз, 1954.

Справочник по котлонадзору. Энергоиздат, 1954.

Справочник по транспорту газов под ред. Зарембо К. С. Гостоптехиздат, 1954.

Справочник под ред. Рябцева Н. И. «Защита подземных металлических сооружений от коррозии». Изд. МКХ РСФСР, 1959.

Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии. СН 28—58, Стройиздат, 1958.

Правила сооружения и эксплуатации магистральных газопроводов, М., 1951.

Правила технической эксплуатации городского газового хозяйства. Изд. МКХ РСФСР, 1958.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Углетехиздат, 1959.

Правила устройства и эксплуатации газовых сетей городов и населенных пунктов. Изд. МКХ РСФСР, 1958.

Правила устройства и эксплуатации газового оборудования в жилых, общественных и коммунально-бытовых зданиях. Изд. МКХ РСФСР, 1958.

Технические правила проектирования, строительства и сдачи в эксплуатацию подземных газопроводов в г. Москве, 1957.

ОГЛАВЛЕНИЕ

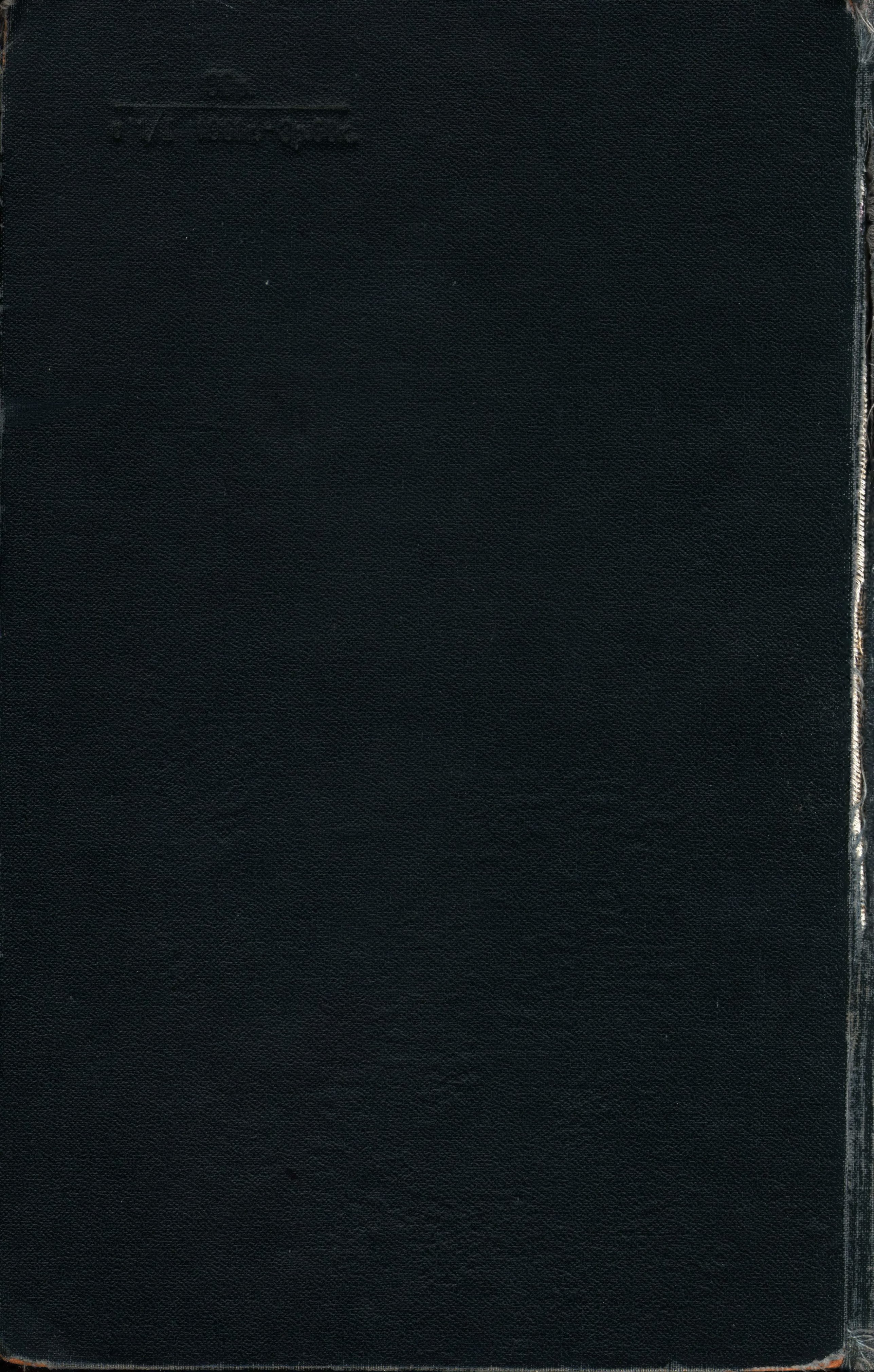
Николай Лукич Стаскевич

**СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО
ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ**

Научный редактор *В. А. Горшков*
Ведущий редактор *И. Н. Ионина*
Технический редактор *А. Б. Ящуржинская*
Корректоры: *Е. Р. Сухотина* и *Н. А. Федорова*

Сдано в набор 1/IV 1960 г. Подписано к печати 25/VII 1960 г.
Формат бумаги $70 \times 108^1/_{16}$. Печ. л. $54^3/_4$. Усл. л. 75,00.
Уч.-изд. л. 67,92. Тираж 20 000 экз.
Индекс 28—4(5)—5. М-29164.

Гостоптехиздат. Ленинградское отделение.
Ленинград, Невский проспект, 28.
Издательский № 94. Заказ № 337.
Типография «Красный Печатник».
Ленинград. Московский проспект, 91.
Цена 36 р.
С 1/I 1961 г. цена 3 р. 60 к.



Н. Л. СТАСКЕВИЧ

СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ